



MERIJÄRVEN JA PYHÄJOEN ALUEEN VERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Maria Kainulainen

Opinnäytetyö
Huhtikuu 2015
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

KAINULAINEN, MARIA:

Merijärven ja Pyhäjoen alueen verkon kehittämissuunnitelma

Opinnäytetyö 86 sivua, joista liitteitä 8 sivua
Huhtikuu 2015

9.8.2013 voimaan astunut uusi sähkömarkkinalaki toi mukanaan paljon verkkoyhtiöitä koskevia muutoksia ja toimitusvarmuuden parantamiseen liittyviä vaatimuksia. Tarve lakimuutokselle tuli 2000-luvulla selvästi voimistuneiden luonnonilmiöiden myötä. Opinnäytetyön tarkoituksena oli tarkastella uudistuneen sähkömarkkinalain vaikutuksia verkkoyhtiöiden suunnitteluperiaatteisiin ja verkostoinvestointien kehitykseen. Työn tavoitteena oli laatia Merijärven ja Pyhäjoen alueille verkonkehittämissuunnitelmat huomioiden sähkömarkkinalain muutokset verkon kehittämisen vaatimuksista sekä suurhäiriökestoisuuden parantamisesta. Tuloksia tarkasteltiin luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen, kaapelointiasteen kehittymisen, keskeytyksistä aiheutuneen haitan ja sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saatavan asiakasmäärän valossa.

Kaapelointihankkeiden myötä Pyhäjoen alueen keskijänniteverkon kaapelointiaste nousee 25 prosentista 39 prosenttiin ja Merijärven alueen keskijänniteverkon kaapelointiaste 2 prosentista 25 prosenttiin. Sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin tarkastellun alueen asiakkaita Pyhäjoella saadaan 81 prosenttia ja Merijärvellä 64 prosenttia. Luotettavuuslaskentasovelluksen (RNA) avulla saatujen verkon luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen mukaan kaapelointihankkeilla saadaan keskeytysten keskipituutta, keskeytysten keskimääräistä kestoaikaa ja keskeytysten keskimääräistä lukumäärää asiakkaalla vuodessa laskettua merkittävästi. Myös keskeytyksistä aiheutuneisiin kustannuksiin kaapeloinnilla on merkittävä vaikutus.

Alueluokkien 1–3 kaapelointihankkeilla saadaan suhteellisen pienellä kaapelointimäärällä paljon asiakkaita sähkömarkkinalain vaatimusten piiriin ja merkittäviä hyötyjä verkon kokonaistoimitusvarmuuden kannalta. Pyhäjoen ja Merijärven alueiden tarkastellut keskijännitelähdöt ovat näiden kehittämissuunnitelmien jälkeen tilanteessa, josta suunnittelua voidaan jatkaa pienitehoisille haja-asutusalueiden keskijänniteverkoille laadittujen priorisointiperiaatteiden mukaisesti.

ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu
Tampere University of Applied Sciences
Degree Programme in Electrical Engineering
Option of Electrical Power Engineering

KAINULAINEN, MARIA:

Network Development Plan for the Areas of Merijärvi and Pyhäjoki

Bachelor's thesis 86 pages, appendices 8 pages

April 2015

The renewed Electricity Market Act, which came into force on 9 August, 2013 brought changes concerning many network companies and demands which are related to the improvement of the reliability of distribution networks. The need for the law change came with extreme weather events which distinctly have strengthened in the 21st century. The purpose of the thesis was to examine the effects of the Electricity Market Act on the planning principles of network companies and on the development of network investments. The objective of the thesis was to draw up the network development plans for the areas of Merijärvi and Pyhäjoki paying attention to the changes in the Electricity Market Act. The results were examined from the viewing angle of indicators which describe reliability, development of the cabling rate, customer outage costs and customer number which covers the quality requirements of the Electricity Market Act.

With the cabling projects the medium voltage cabling rate of the area of Pyhäjoki rises from 25 per cent to 39 per cent and the medium voltage cabling rate of the area of Merijärvi rises from 2 per cent to 25 per cent. The customer number which covers the quality requirements of the Electricity Market Act in Pyhäjoki rises from zero to 81 per cent and in Merijärvi from zero to 64 per cent. According to the reliability based network analysis (RNA) the indicators which describe reliability of the network have reduced significantly. Cabling projects also have a significant effect on the customer outage costs caused by interruptions.

The customer number which covers the quality requirements of the Electricity Market Act rises significantly with the cabling projects of area classes 1-3 although the cabling amount in the projects is rather small. All the examined medium voltage feeders of the areas of Pyhäjoki and Merijärvi are after these development plans in the situation from which the planning can be continued according to the prioritization principles for the reinvestment plan of low loaded parts of the rural medium voltage network.

Key words: Electricity Market Act, network investments, reinvestments, delivery reliability

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	7
2	SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ	8
2.1	Sähkömarkkinalaki	11
2.2	Sähkömarkkinalain muutokset.....	12
2.2.1	Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset	13
2.2.2	Jakeluverkon toimintavarmuutta koskeva siirtymäsäännös	14
2.3	Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus verkkoliiketoimintaan.....	15
3	ENERGIATEOLLISUUDEN KEHITTYMINEN	17
3.1	Sähköverkon investointien kehittyminen Energiateollisuuden näkökulmasta	19
3.2	Sähköverkon investointien kehittyminen Energiaviraston näkökulmasta	21
4	VERKKO-OMAISUUDEN HALLINTA ELENIA OY:SSÄ	28
4.1	Luonnonilmiöiden vaikutus Elenian verkkoalueella	29
4.2	Verkostoinvestoinnit ja niiden kehitys Elenia Oy:ssä	30
4.3	OmaisuuDENhallintajärjestelmä.....	32
4.4	Verkkotietojärjestelmä.....	34
5	KORVAUSINVESTOINTIEN KOHDISTAMINEN JA SUUNNITTELU	36
5.1	Alueluokittelu	38
5.2	Alueellinen jako	39
5.3	Yksittäiset kohdevalinnat.....	40
5.4	Yleissuunnitelma	46
5.5	Toteutussuunnitelmat.....	47
6	VERKON NYKYTILA.....	49
6.1	Pyhäjoki	49
6.1.1	Johtopituudet ja kaapelointiaste	49
6.1.2	Verkon kunto ja luotettavuus	52
6.2	Merijärvi	55
6.2.1	Johtopituudet ja kaapelointiaste	55
6.2.2	Verkon kunto ja luotettavuus	58
7	VERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMAT.....	62
7.1	Pyhäjoki	62
7.1.1	Kaapelointiasteen kehitys.....	63
7.1.2	Toimitusvarmuuden paraneminen.....	63
7.2	Merijärvi	67
7.2.1	Kaapelointiasteen kehitys.....	69
7.2.2	Toimitusvarmuuden paraneminen.....	69

8 POHDINTA.....	74
LÄHTEET	77
LIITTEET	79
Liite 1. Pyhäjoen verkon kehittämissuunnitelma	79
Liite 2. Merijärven verkon kehittämissuunnitelma	83

LYHENTEET JA TERMIT

WACC	pääoman painotettu keskikustannusmalli
NKA	nykykäyttöarvo
JHA	jälleenhankinta-arvo
KAH	keskeytyksistä aiheutunut haitta
SAIDI	System Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettukesto aika tietyllä aikavälillä
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
RNA	Reability based Network Analysis, luotettavuuslaskenta -sovellus
PSA	Power System Analysis, verkostolaskenta -sovellus
CPP	Construction Project Planning, kustannuslaskenta -sovellus
NIM	Network Investment Management, verkkoinvestointien hallinta -sovellus
FLIR	Fault Location, Isolation and Restoration, automaattinen vianrajaus
PAS-johto	Päällystetty avojohto

1 JOHDANTO

Luonnonilmiöiden voimistuminen 2000-luvulla on antanut aihetta sähkömarkkinalain tarkistamiselle sähköverkkojen suurhäiriökestoisuuden parantamiseksi ja toimitusvarmuuden turvaamiseksi. Uusi sähkömarkkinalaki astui voimaan 9.8.2013, joka toi mukanaan paljon verkkoyhtiöitä koskevia muutoksia.

Työn tarkoituksena on tarkastella uuden sähkömarkkinalain vaikutuksia verkkoyhtiöiden suunnitteluperiaatteisiin ja verkostoinvestointien kehitykseen. Työssä esitellään muuttunutta sähkömarkkinalakia erityisesti jakeluverkkoyhtiöiden näkökulmasta. Sähkömarkkinalain vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan pohditaan lähinnä verkostoinvestointien kautta, miten jakeluverkkoyhtiöiden investointimäärät ovat kehittyneet viime vuosina ja millaisia kehitysnäkymiä investointimäärillä on sähkömarkkinalain siirtymäaikana.

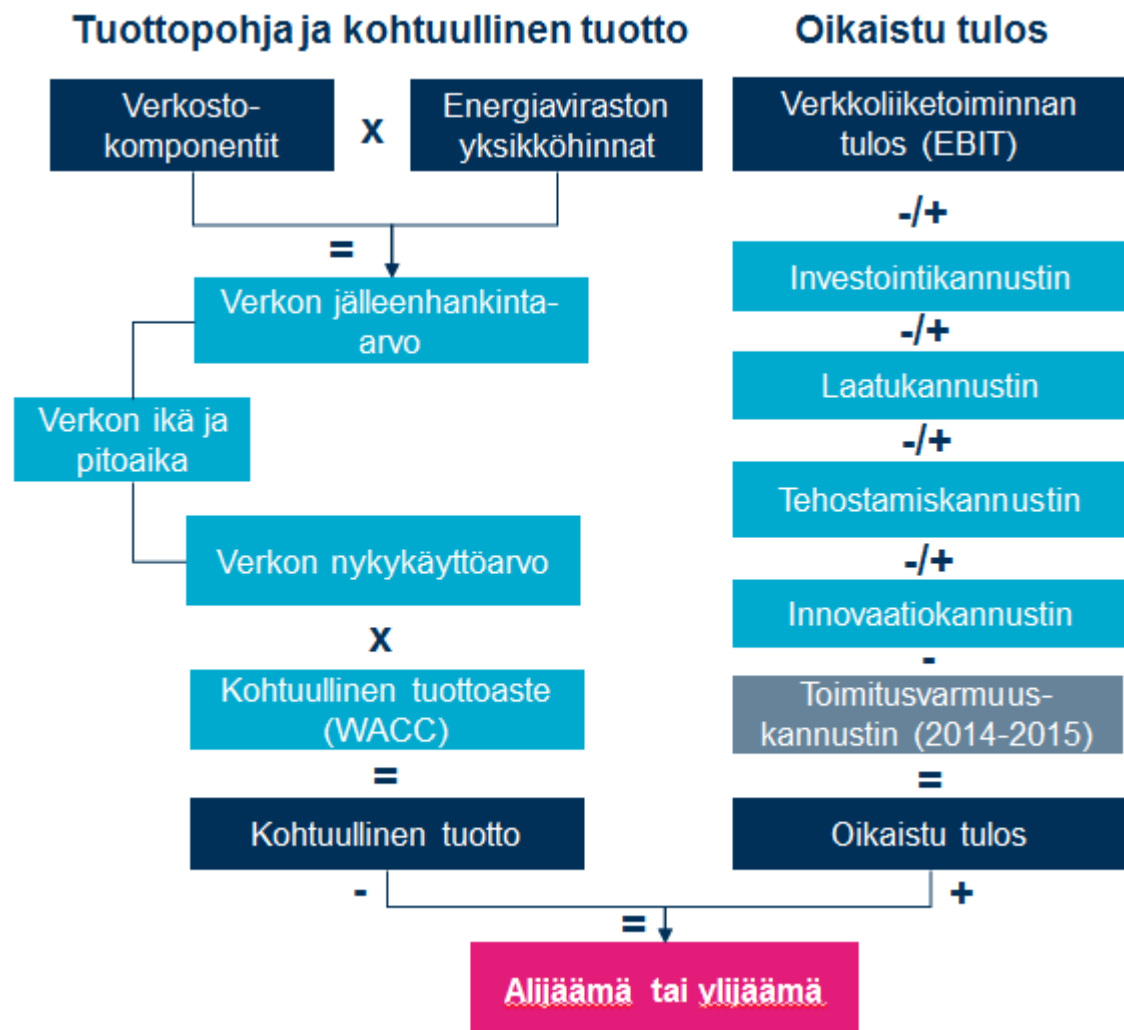
Työn tavoitteena on laatia Merijärven ja Pyhäjoen alueille verkonkehittämissuunnitelmat huomioiden sähkömarkkinalain muutokset verkon kehittämisen vaatimuksista sekä suurhäiriökestoisuuden parantamisesta. Tuloksia tarkastellaan lähtötasolla ja kokonaisuutena luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen, kaapelointiasteen kehittymisen, keskeytyksistä aiheutuneen haitan ja sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saatavan asiakasmäärän valossa.

2 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ

Sähköverkkotoiminta Suomessa on luvanvaraista ja siihen tarvitaan Energiaviraston lupa. Luonteeltaan verkkoliiketoiminta on luonnollinen monopoli, sillä kilpailevien sähköverkkojen rakentaminen ei ole kansantaloudellisesti kannattavaa. Verkkolupien myöntämisen ohella Energiavirasto vastaa verkkoliiketoiminnan valvonnasta. Sähkömarkkinalaki velvoittaa Energiaviraston valvomaan sähkömarkkinalain noudattamista sähköverkkoyhtiöiden toiminnassa. (Energiavirasto 2015.)

Energiavirasto vastaa verkkoyhtiöiden teknisestä mutta myös taloudellisesta valvonnasta. Jokaiselle verkkoyhtiölle määritellään valvontamallin mukainen reaalinen kohtuullinen tuottoaste. Valvontamalli määritellään etukäteen jokaiselle valvontajaksolle ja jakson aikana seurataan seurantaparametrien toteutumista niin sanotuista välituloksista. Lopulliset laskelmat tehdään valvontajakson lopussa, jolloin mahdollinen yli- tai alijäämä käy ilmi. Laskelmat suoritetaan vertaamalla laskennallisten yhteisöverojen jälkeistä euromääräistä toteutunutta oikaistua tulosta yhteisöverojen jälkeiseen euromääräiseen kohtuulliseen tuottoon. Suurimman sallitun tuoton ylittäminen eli ylijäämä johtaa siirtomaksujen palauttamiseen asiakkaalle seuraavan valvontajakson aikana. Mikäli valvontajakson toteutunut oikaistu tulos alittaa kohtuullisen tuoton määrän, syntyy alijäämää. Verkkoyhtiön on mahdollista nostaa siirtohinnoitteluaan seuraavalla valvontajaksolla niin, että summa vastaa kertynyttä alijäämää. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Nykyinen valvontajaksokäytäntö on astunut voimaan vuoden 2004 lopulla, mistä lähtien Energiavirasto on määrittänyt tulevalle valvontajaksolle kullekin verkkoyhtiölle regulaatiomallin mukaisen kohtuullisen tuoton asteen sekä sähkönsiirrosta perittävän maksun määrän. Ensimmäinen valvontajakso oli pituudeltaan kolme vuotta, jonka jälkeen siirryttiin neljän vuoden mittaisiin jaksoihin. Työssä käsiteltävä kolmas valvontajakso sijoittuu ajalle 1.1.2012–31.12.2015. Valvontamallin yksinkertaistettu periaatekaavio on esitetty kuviossa 1 kolmannelle valvontajaksolle. (Energiamarkkinavirasto 2011.)



KUVIO 1. Valvontamenetelmien keskeisimmät menetelmät sekä valvontamenetelmien toimintaperiaate kolmannella valvontajaksolla (2012 – 2015), (Elenia 2015)

Nykyinen valvontamalli, kuten tuoton valvontaan perustuvat mallit yleisestikin kannustavat investointeihin. Energiaviraston käyttämä malli pohjautuu pääoman painotettuun keskikustannusmalliin (WACC). Kohtuullisen tuoton määrän määräytymiseen vaikuttaa pääasiassa verkkoon sitoutunut pääoma. Verkkoon sitoutunut pääoma taas muodostuu verkon nykykäyttöarvosta (NKA) ja verkkoon kohdistuvista investoinneista. Verkon nykykäyttöarvo määräytyy verkon jälleenhankinta-arvon (JHA) ja verkon ikätietojen perusteella. Kaikki verkkoon kohdistuvat investoinnit nostavat verkon nykykäyttöarvoa ja tätä kautta myös kohtuullisen tuoton määrää. Verkon ikääntyminen taas heikentää verkon nykykäyttöarvoa ja siten myös kohtuullisen tuoton määrää, mikä kannustaa investoimaan verkkoon. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Valvontamallin kannustimien tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijoita kehittämään sähköverkkoaan, investoimaan verkkoon riittävästi ja parantaa sekä ylläpitää verkon toimitusvarmuutta. Kannustimia nykyisessä valvontamallissa on viisi: investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin. Investointikannustimen tarkoituksena on taata riittävät edellytykset korvausinvestointien suorittamiselle poistojen kautta ja mahdollistaa syntyneiden ali- tai ylijäämien tasaaminen seuraavalla valvontajaksolla. Investointikannustimen vaikutus saadaan vähentämällä verkon oikaistusta jälleenhankinta-arvosta lasketuista tasapoistoista verkkoyhtiön kirjanpitoon perustuvat suunnitelman mukaiset poistot. Investointikannustimen vaikutus vähennetään liiketoiminnan tuloksesta oikaistun tuloksen laskennassa kuvion 1 mukaisesti. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Laatukannustimen tarkoituksena on kannustaa verkkoyhtiöitä parantamaan sähkönjakelun ja – siirron laatua. Kannustin perustuu keskeytyksistä aiheutuneiden haittojen minimoimiseen. Laatukannustin huomioidaan vähentämällä liiketoiminnan tuloksesta puolet verkkoyhtiön keskeytyskustannusten vertailutason ja saman vuoden toteutuneiden laskennallisten keskeytyskustannusten välisestä erotuksesta. Yhtiökohtainen keskeytyskustannusten vertailutaso muodostuu verkonhaltijan vuosien 2005–2010 toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvosta, joka korjataan valvontajaksolla kunkin vuoden rahnarvoon. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Tehostamiskannustin kannustaa verkonhaltijoita toiminnan tehostamiseen yhtiökohtaisen tehostamistavoitteen avulla. Verkonhaltijan tehostamispotentiaali selvitetään tehokkuusmittauksen avulla ja lisäksi määritetään toimialan tuottavuuden kasvumahdollisuudet tehostamistavoitteen määrittämiseksi. Toimialan tuottavuuden kasvumahdollisuus kannustaa kaikkia verkkoyhtiöitä tehostamaan toimintaansa, vaikka yhtiön tehokkuus olisikin jo hyvällä tasolla. Yhtiökohtainen tehostamistavoite taas kannustaa tehottomia yrityksiä nostamaan tehokkuuttaan paremmalle tasolle. Tehostamiskannustin huomioidaan vähentämällä liiketoiminnan tuloksesta verkonhaltijan vuosittaisten kohtuullisten tehostamiskustannusten ja kuluvan vuoden toteutuneiden tehostamiskustannusten erotus. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Innovaatiokannustimen tehtävänä on kannustaa verkonhaltijoita innovatiiviseen toimintaan verkon teknisiä ja toiminnallisia ratkaisuja kehittäessä. Innovaatiokannustin keskittyy tutkimus- ja kehityskustannuksiin sekä etäluettavien mittalaitteiden tuntimittausten

kustannuksiin. Innovaatiokannustimen vaikutus syntyy kohtuullisten tutkimus ja kehityskustannusten sekä kohtuullisten etäluettavien mittalaitteiden tuntimittausten kustannusten summasta. Kannustimen vaikutus vähennetään liiketoiminnan tuloksesta oikaistun tuloksen laskennassa kuvion 1 mukaan. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

Toimitusvarmuuskannustin lisättiin valvontamalliin vasta vuonna 2014 ja siinä huomioidaan verkkoon tehtävät ennenaikaiset korvausinvestoinnit toimitusvarmuuden parantamiseksi sekä uudet verkon kunnossapitoon ja häiriötilanteisiin varautumiseen liittyvät toimenpiteet. Toimitusvarmuuskannustin huomioidaan oikaistun tuloksen laskennassa vähentämällä liiketoiminnan tuloksesta ennenaikaisista korvausinvestoinneista aiheutuneiden NKA-jäännösarvon mukaisten alaskirjausten sekä uusien verkon kunnossapitoon ja häiriötilanteiden varautumiseen liittyvien toimenpiteiden kohtuullisten kustannusten summa. (Energiamarkkinavirasto 2011.)

2.1 Sähkömarkkinalaki

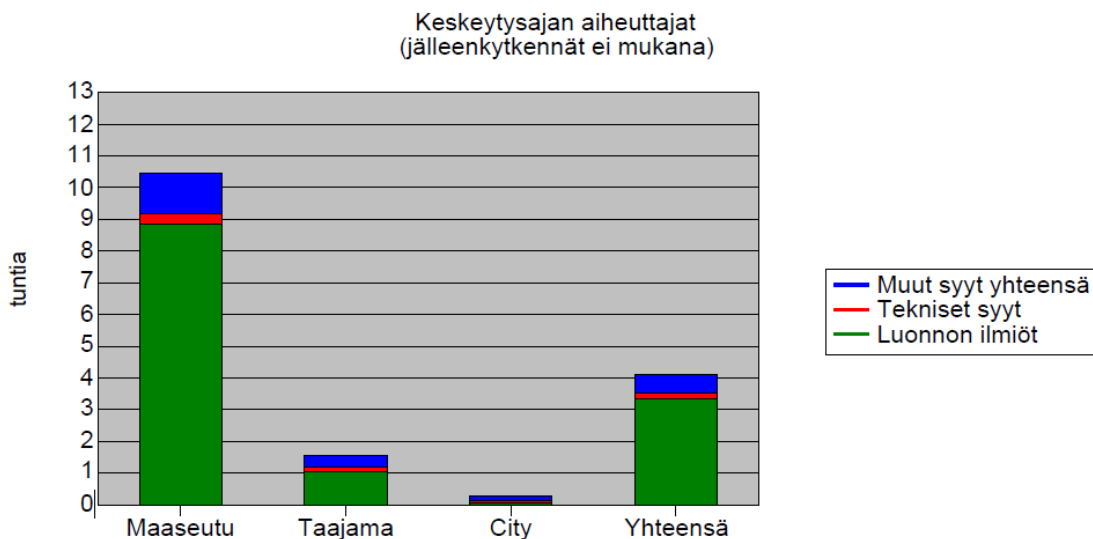
Sähkömarkkinoita Suomessa säätelee sähkömarkkinalaki (588/2013), Energiavirastosta säädetty laki (870/2013), valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista (65/2009) ja Työ- ja Elinkeinoministeriön sekä valtioneuvoston asetukset ja päätökset. Lisäksi sähkömarkkinoihin Suomessa vaikuttaa myös EU:n direktiivit ja asetukset. Sähkömarkkinoilla tarkoitetaan sähköntuotantoa, sähkönsiirtoa ja – jakelua sekä sähkökauppaa. (LUT 2014.)

Sähkömarkkinalain mukaan verkkoliiketoiminta on pidettävä sähkökaupasta ja sähköntuotannosta erillään. Sähköntuotannossa ja sähkökaupassa vapaa kilpailu on mahdollista, kun taas sähkönsiirrosta vastaa valtakunnallinen kantaverkkoyhtiö ja jakeluverkko-toimintaa harjoittavat alueellisen monopoliaseman omaavat toimijat. (LUT 2014.) Sähkömarkkinalain tarkoituksena on taata edellytykset luotettaville, tehokkaille ja kestäväen kehityksen mukaisesti toimiville alueellisille ja kansallisille sähkömarkkinoille sekä EU:n sähkön sisämarkkinoille niin, että loppukäyttäjän saaman sähkön toimitusvarmuus on hyvä ja sähkön hinta kilpailukykyinen (Sähkömarkkinalaki 588/2013).

2.2 Sähkömarkkinalain muutokset

Vuonna 1995 voimaan astuneeseen sähkömarkkinalakiin tuli merkittäviä muutoksia, kun uusi sähkömarkkinalaki astui voimaan 9.8.2013. Lain muutostarpeen käynnistivät pitkälti vuoden 2011 Hannu- ja Tapani-myrskyt, jotka aiheuttivat laajamittaista tuhoa ja satojen tuhansien asiakkaiden sähköjen katkeamisen. Lain tarkoituksena on parantaa sähköverkkoyhtiöiden toimitusvarmuutta, niin että luonnon olosuhteet eivät pääse vaikuttamaan sähkön toimitettavuuteen näin voimakkaasti. (Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2012, 28–29.)

Luonnonilmiöiden osuus kaikista keskeytyksistä on merkittävän suuri vuodesta toiseen. Voimaan astuneilla lakimuutoksilla pyritään parantamaan jakeluverkkojen suurihäiriökestävyyttä ja vähentämään keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa kuluttajille. Energiateollisuus Ry:n laatimasta vuoden 2013 keskeytystilastosta voidaan havaita luonnonilmiöiden aiheuttavan noin 90 prosenttia asiakkaiden keskimääräisistä keskeytysajoista vuodessa (kuvio 2). Tilastosta nähdään myös ongelman painottuvan maaseudulle, jossa sähköverkko on vielä pääosin ilmajohtoa.



KUVIO 2. Keskimääräinen keskeytysaika asiakkaalla vuodessa h/a (kph/kp) SAIDI (Energiateollisuus Ry 2015a)

Sähköverkkoliiketoiminnan kannalta olennaisimmat muutokset lakiin koskevat verkostoinvestointeja, korvausmenettelyjä ja sähkönjakelutoimintaa. Sähkömarkkinalain 97 §:ssä määritellään sähkönjakelu ja –toimitus virheelliseksi, mikäli sähkön laatu ei vas-

taa Suomessa noudatettavia standardeja tai jos sähkön jakelu tai toimitus on yhtäjaksoisesti tai toistuvasti keskeytynyt (Sähkömarkkinalaki 588/2013).

Virheellisen sähkön toimituksen vuoksi asiakkaalla on oikeus korvaukseen virheen laadusta ja suuruudesta riippuen. Yhtäjaksoisen keskeytyksen vuoksi loppukäyttäjä on oikeutettu vakiorvaukseen, mikäli jakeluverkonhaltija ei pysty osoittamaan virheen olleen olosuhteet huomioiden mahdoton välttää. Vakiorvauksen määrä loppukäyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta on säädetty sähkömarkkinalain 100 §:ssä seuraavasti:

- 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia
- 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia
- 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia
- 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia mutta vähemmän kuin 192 tuntia
- 150 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 tuntia mutta vähemmän kuin 288 tuntia
- 200 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 tuntia.

Vakiorvaukselle on säädetty kuitenkin enimmäismäärä, joka on enintään 200 prosenttia vuotuisesta siirtopalvelumaksusta tai 2000 euroa. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Vakiorvausmenettelyä on muutettu edellisestä sähkömarkkinalaista lisäämällä 150 ja 200 prosentin portaat. Lisäksi vakiorvauksen enimmäismäärä on nostettu 700 eurosta 2000 euroon. Nämä muutokset lisäävät pitkistä keskeytyksistä aiheutuvien haittojen huomiointia.

2.2.1 Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset

Sähkömarkkinalain 51 §:ssä on säädetty jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, jotka astuvat voimaan 119 §:ssä säädetyn siirtymäsäännöksen mukaisesti. Jakeluverkkoyh-

tiöiltä vaaditaan jakeluverkon suunnittelemista ja rakentamista niin että verkko täyttää kantaverkonhaltijan asettamat käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset. Jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei saa aiheuttaa asemakaava-alueella käyttäjille yli kuuden tunnin keskeytystä ja asemakaavan ulkopuolella yli 36 tunnin keskeytystä sähkönjakelusta. Jakeluverkon kehittämisvelvollisuuden laiminlyönti voi aiheuttaa jakeluverkkoyhtiölle seuraamusmaksun, jonka suuruus riippuu laiminlyönnin laajuudesta ja laadusta. Seuraamusmaksu on suuruudeltaan enintään 10 prosenttia elinkeinonharjoittajan liikevaihdosta. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

2.2.2 Jakeluverkon toimintavarmuutta koskeva siirtymäsäännös

Jakeluverkonhaltijoille on asetettu lain vaatimusten täyttämiseen siirtymäaika, jonka loppuun mennessä sähkömarkkinalain 51 §:n 1 momentin 2 ja 3 kohdassa säädettyjen vaatimusten on täytyttävä. Siirtymäsäännöksen mukaan vaatimusten on täytyttävä 50 prosentilla jakeluverkon asiakkaista 31.12.2019 lukuun ottamatta vapaa-ajan asuntoja. Vuoden 2023 loppuun mennessä vaatimusten on täytyttävä 75 prosentilla jakeluverkon kaikista asiakkaista pois lukien vapaa-ajan asunnot. Siirtymäaika päättyy 31.12.2028, jolloin vaatimusten on täytyttävä 100 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä. Siirtymäajan päättymisen jälkeen 36 tunnin maksimikäyttökeskeytysaika ei kuitenkaan koske aivan kaikkia käyttöpaikkoja. Poikkeuksena ovat liittymät, jotka sijaitsevat saarissa jonne ei ole siltaa tai säännöllistä maantielauttayhteys. Toinen poikkeus on käyttöpaikat joiden vuotuinen sähkönkulutus on alle 2500 kWh ja investoinnit käyttöpaikan säävarmuuden takaamiseksi olisivat kohtuuttoman suuret. Tällaisia poikkeuksen piiriin kuuluvia käyttöpaikkoja ovat esimerkiksi useat vapaa-ajan asunnot. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Jakeluverkkoyhtiön laatimalla hakemuksella Energiamarkkinavirasto voi jatkaa siirtymäaika painavista tai erittäin painavista syistä sähkömarkkinalaissa asetetun 119 §:n mukaisesti:

- 75 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa määräaika painavista syistä enintään vuoden 2025 loppuun
- 75 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa määräaika erittäin painavista syistä enintään vuoden 2028 loppuun

- 100 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa määräaikaan painavista syistä enintään vuoden 2032 loppuun
- 100 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa määräaikaan erittäin painavista syistä enintään vuoden 2036 loppuun.

Siirtymäajan venyttäminen edellyttää jakeluverkonhaltijalta huomattavasti keskiarvoa suurempaa investointimäärää ja jakeluverkon uusimista ennenaikaisesti vaatimusten täyttämiseksi. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Jakeluverkonhaltijoiden on ollut toimitettava 52 §:ssä esitetty verkonkehittämissuunnitelma Energiamarkkinavirastolle 30.6.2014 mennessä, jossa on esitettynä ne toimenpiteet, joilla 51 §:n 1 momentin 2 ja 3 kohdassa säädetty vaatimukset aiotaan täyttää. (Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

2.3 Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus verkkoliiketoimintaan

Sähkömarkkinalaki vaikuttaa verkkoliiketoimintaan ja investointeihin esimerkiksi keskeytyksistä aiheutuvien korvausvelvoitteiden ja verkon kehittämisvelvollisuuden kautta. Laki ei suoraan määrittele investointeihin liittyviä määräyksiä, mutta asetettujen ehtojen ja velvoitteiden kautta vaikuttaa tähän vahvasti.

Sähköverkkojen investointimäärien odotetaan kasvavan merkittävästi uusien toimitusvarmuuskriteerien täyttymiseksi. Investointien lisäksi kunnossapidon ja varautumisen määrää on lisättävä. Sähkömarkkinalain muutokset vaikuttavat kuitenkin hyvin erilalla verkkoyhtiöiden toimintaan riippuen siitä, toimiiko yhtiö kaupunki, taajama vai haja-asutusalueella. Kaupunkiyhtiöt ovat nykytilassakin jo melko lähellä toimitusvarmuusvaatimusten mukaisia verkkoja, kun taas maaseutu- ja taajamayhtiöt joutuvat tekemään huomattavasti enemmän toimenpiteitä vaatimusten täyttämiseksi. (Energiavirasto 2014.)

Uuden sähkömarkkinalain vaatimukset sähkön toimitusvarmuuden parantamisesta ja verkon kehittämisestä asettavat jakeluverkkoyhtiöt tilanteeseen, jossa verkkoa täytyy saneerata ennenaikaisesti, vaikka verkon komponenteilla olisi vielä pitkästikin käyttöikää jäljellä. Ennenaikaisten investointien rahoitus voi myös olla haasteellista monille yhtiöille. Suurimman sallitun keskeytysajan määrittäminen on suurin määräävä tekijä

verkkoyhtiöille verkon kehittämiseen ja investointien lisäämiseen verkkoalueellaan. Suurin sallittu keskeytysaika on vaikea saavuttaa ilman mittavia investointeja ja maakaapelointiasteen lisäämistä merkittävästi.

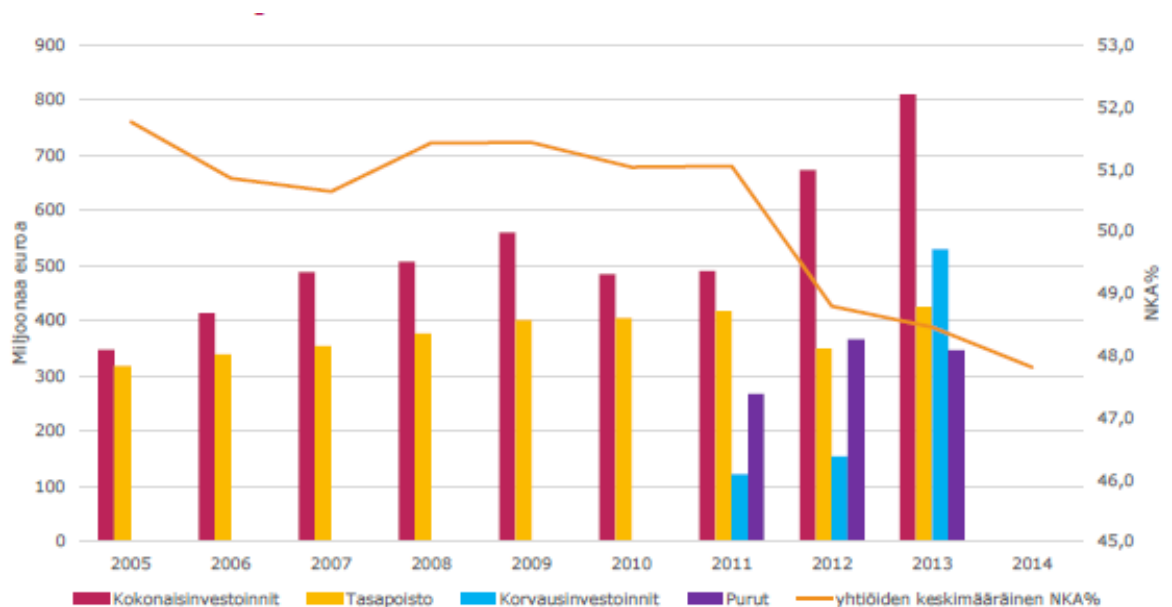
Vakiokorvausmenettelyn muutokset vaikuttavat yleisesti verkkoyhtiöiden keskeytysaikojen lyhentämisen pyrkimykseen. Verkon toimintavarmuutta on parannettava vikaka-aikojen lyhentämiseksi, mutta myös vikojen rajaaminen nopeasti ja viankorjauksen tehokkuus ovat tärkeässä osassa kestoajkojen lyhentämisessä.

Energiamarkkinavirasto valvoo sähkömarkkinalain tavoitteiden toteutumista. Uusien valvontamenetelmien on kuitenkin tarkoitus edistää ja mahdollistaa tavoitteiden saavuttaminen. Toimitusvarmuustavoitteiden toteutumista valvotaan jakeluverkkoyhtiöiden laatimien kehittämissuunnitelmien pohjalta. Kehittämissuunnitelmat toimitetaan Energiavirastolle kahden vuoden välein. Suunnitelmasta tulee käydä ilmi verkon kehittämisen strategiset lähtökohdat, tulevan kahden vuoden sekä koko sähkömarkkinalain siirtymäajan investointimäärät ja kunnossapito. Lisäksi kunnossapidon ja investointien kohdistuminen ja toteumatiedot on esitettävä kehittämissuunnitelmassa. Toimitusvarmuuskriteerien täytyminen parantaa asiakkaiden sähkönjakelun laatua, mutta nostaa myös sähkönsiirron hintaa. (Energiavirasto 2014.)

3 ENERGIAATEOLLISUUDEN KEHITTYMINEN

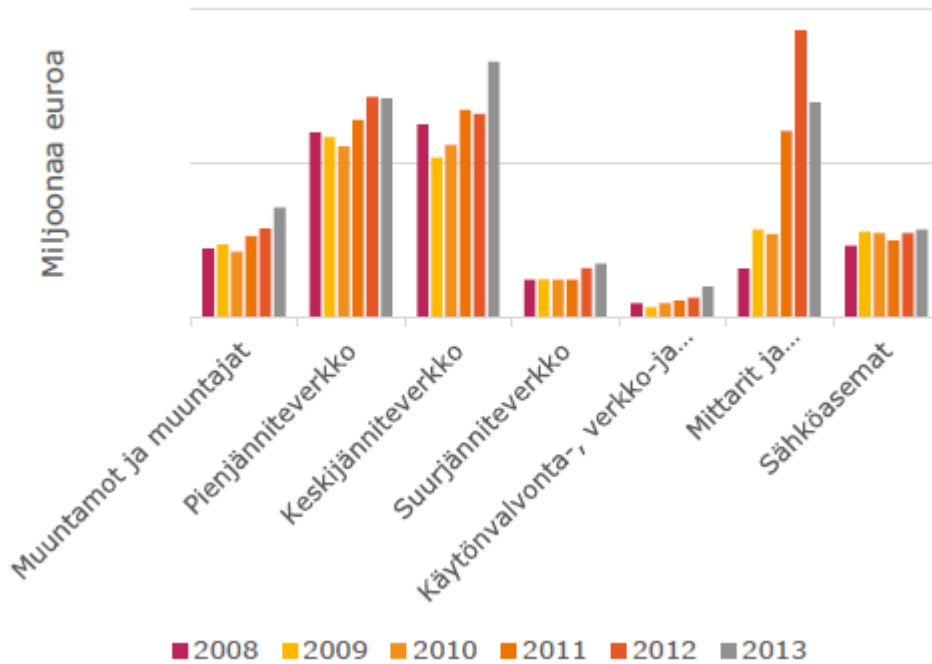
Viime vuosina verkkoyhtiöt ovat kohdanneet tekniseen ja taloudelliseen kehitykseen vaikuttavia haasteita, joista suurimpana ovat myrskyjen aiheuttamat vaikutukset taloudelliseen tulokseen. Verkkoyhtiöiden monopoliasemaa säännellään niin, että palveluiden ylihinnoittelu ei ole mahdollista. Sääntelyn on kuitenkin myös mahdollistettava se, että verkkotoimintaan sijoittaminen ja investoiminen ovat kannattavaa. Tämä tapahtuu erilaisten kannustimien ja uudistuneiden valvontamenetelmien kautta. Vuonna 2012 kolmannen valvontajakson myötä valvontamenetelmät uudistuivat merkittävästi ja vuonna 2013 voimaan astui sähkömarkkinalaki, jonka yhtenä tärkeimmistä tarkoituksista on parantaa sähkönjakelun toimintavarmuutta verkon kehittämisen myötä. Lähtökohтана uusille valvontamenetelmille on mahdollistaa toimintavarmuuden kehittymistä tukevat riittävät investoinnit verkonhaltijoiden valitsemilla parhailla ja kustannustehokkaimmilla keinoilla. (Energiamarkkinavirasto 2014.)

Valvontamenetelmien vaikutus ja yhtiöiden taloudellinen tilanne näkyy erilaisissa tilastoissa ja tunnusluvuissa. Energiaviraston laatimat tilastot ovat toisen valvontajakson (2008–2011) ja 2012 alkaneen kolmannen valvontajakson ajalta vuoteen 2013 asti ja perustuvat verkonhaltijoiden Energiavirastolle ilmoittamiin valvontatietoihin sekä tilinpäätöksiin. Kuviossa 3 on esitetty sähkönjakeluverkkojen investoinnit rakennetietojen mukaan.



KUVIO 3. Sähkönjakeluverkon investoinnit (sis. Suurjännitteiset jakeluverkonhaltijat) rakennetietojen mukaan (Energiavirasto 2014)

Kuviosta 3 nähdään kokonaisinvestointien kasvaneen melko tasaisesti aina vuoteen 2010 asti, jolloin investointimäärät jäivät vähäisiksi. Korvausinvestointeja on tarkasteltu erikseen vasta vuodesta 2011 lähtien ja vasta vuonna 2013 ne ylittivät tasapoistot. Tästä voidaan havaita, että kokonaisinvestoinnit ennen tätä ovat koostuneet pääasiassa laajenusinvestoinneista, joka käytännössä tarkoittaa uusien liittyjien myötä rakennettua uutta verkkoa. Vuonna 2012 kokonaisinvestoinnit lähtivät merkittävään nousuun, mutta kyseisen vuoden kokonaisinvestointimäärän voimakkaan kasvun taustalla on etäluettaviin mittalaitteisiin investoiminen. Vuonna 2013 kasvuun vaikuttaa mittalaitteiden hankintojen ohella merkittävästi myös korvausinvestointien voimakas kasvu. Jakeluverkkoihin kohdistuneet investoinnit ovat hieman kuviossa 3 esitettyä pienemmät, sillä tilastossa ovat mukana myös suurjännitteiset jakeluverkonhaltijat. (Energiavirasto 2014.) Sähkönjakeluverkon taseen investointikehitys vuosina 2008–2013 on esitetty kuviossa 4.



KUVIO 4. Sähkönjakeluverkon taseen investoinnit (Energiavirasto 2014)

Kuviosta 4 nähdään, että sähköverkkojen investointimäärät ovat kasvaneet, mutta kasvu on ollut maltillista. Selvästi havaittavissa on kuitenkin vuoden 2012 kokonaisinvestointeihin voimakkaasti vaikuttanut mittalaitteistojen hankinta ja vuonna 2013 sähkömarkkinalain vaikutuksesta voimakkaasti kasvanut korvausinvestointien määrä. Korvausinvestointimäärän kasvu näkyy erityisesti keskijänniteverkon ja muuntamoiden investointimäärien kasvuna. Ennustettavissa on, että investointimäärät tulevat entisestään kasvamaan uuden sähkömarkkinalain vaatimusten myötä. (Energiavirasto 2014.)

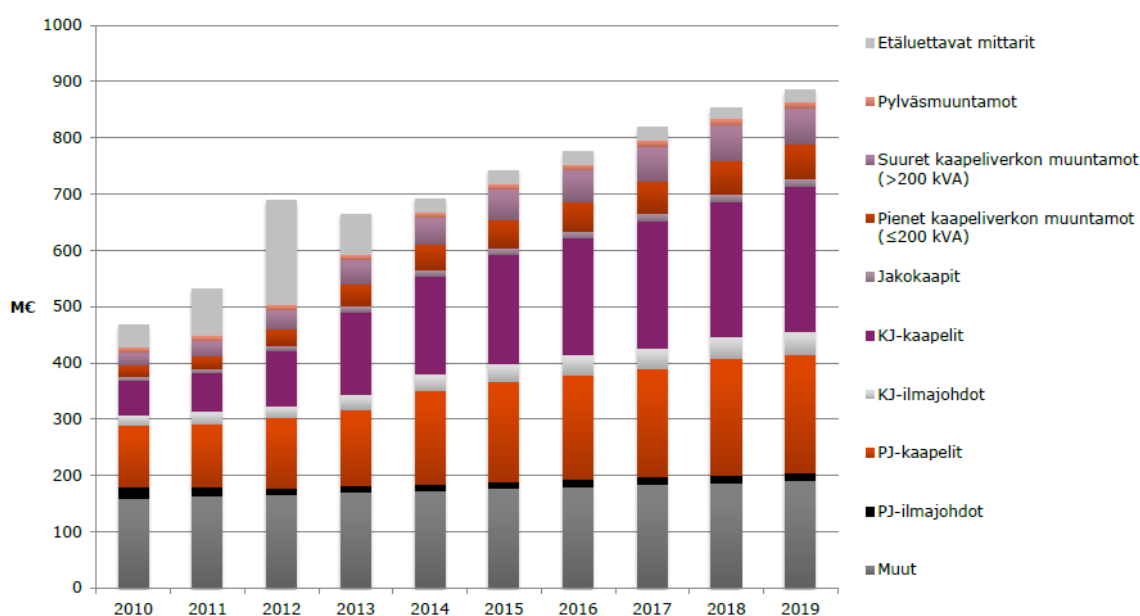
Tulevaisuuden investointien kehittymisestä on tehty ennusteita sähköverkkoyhtiöiltä saatujen tietojen perusteella. Energiateollisuus Ry ja Energiavirasto ovat keränneet tilastoja verkon pääkomponenttien investointimäärien kehityksestä vuosina 2010–2019 sekä siitä, miltä kehitys tulee näyttämään 2020-luvulla.

3.1 Sähköverkon investointien kehittyminen Energiateollisuuden näkökulmasta

Energiateollisuus Ry on vuonna 2004 perustettu energia-alan elinkeino- ja työmarkkinapoliittinen etujärjestö, jonka tehtävänä on edustaa sähkön tuottamiseen, hankkimiseen, siirtämiseen ja myymiseen sekä kaukolämpöön ja –jäähdytykseen erikoistuneita

yrietyksiä. Energiateollisuus Ry on Elinkeinoelämän keskusliiton jäsenliitto ja siihen kuuluu noin 205 jäsenyriytystä. (Energiateollisuus Ry 2015b.)

Energiateollisuuden kokoamat tilastot tulevaisuuden investointimääristä perustuvat vuonna 2013 verkonhaltijoille lähetettyyn kyselyyn jossa kysyttiin verkon pääkomponenttien investointimääriä vuosille 2010–2019 sekä ennustetta investointimäärien kehityksestä 2020-luvulla. Vastauksia saatiin 33 verkkoyhtiöltä mikä vastaa 62 prosenttia koko Suomen jakeluverkkojen pituudesta. Saadut tulokset on suhteutettu Suomen kokonaisverkkopituudella mahdollisimman realistisen tuloksen saamiseksi. (Energiateollisuus 2014.) Kuviossa 5 on esitetty arvio verkon pääkomponenttien investointimäärien kehityksestä vuosina 2010–2019, jossa inflaation vaikutus on huomioitu 2 % /vuosi.



KUVIO 5. Verkonpääkomponenttien investointimäärät vuosina 2010–2019 (Energiateollisuus Ry 2014)

Kuviosta 5 on nähtävissä selvästi investointien kokonaismäärien voimakas kasvu. Poikkeuksen muuten hyvin tasaisesti nousevassa kehityksessä tekee vuoden 2012 investoinnit etäluettaviin mittareihin, mikä nostaa vuoden kokonaisinvestointimäärää huomattavasti. Suurin vaikutus investointimäärän kasvuun on keskijännitekaapeloinnilla ja kehityksessä näkyekin selvästi uuden sähkömarkkinalain vaikutus. Keskijännitekaapeloinnin ohella merkittävää kasvua tapahtuu puistomuuntamoiden ja pienjännitekaapeloinnin investointimäärän kehittämisessä. Muille verkon komponenteille ei odoteta suurta kasvua.

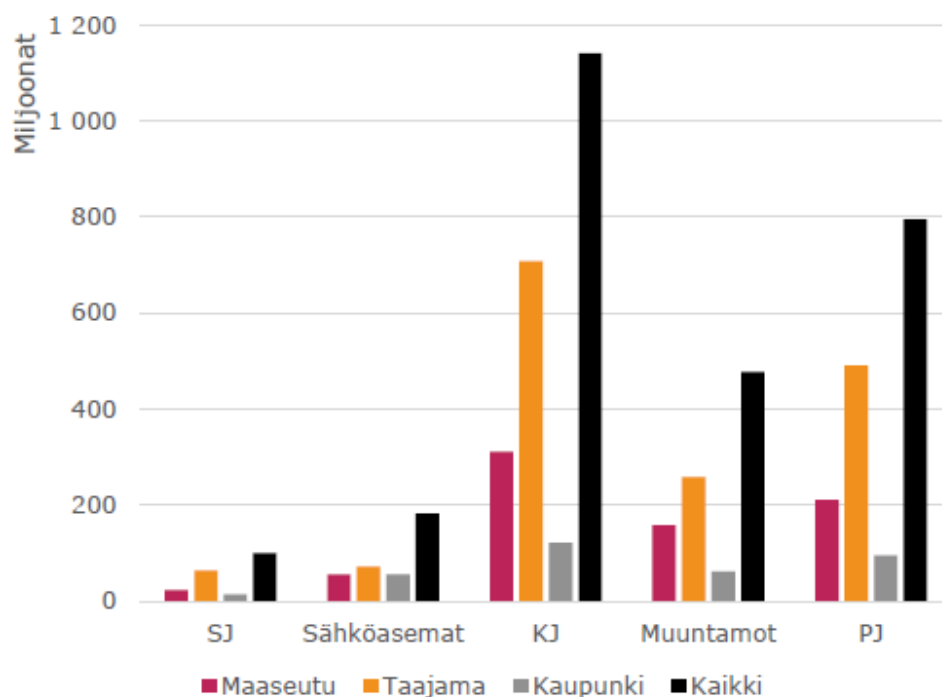
Energiateollisuus Ry:n vuonna 2013 tekemän kyselyn mukaan investointimäärät kasvavat selvästi tämän vuosikymmenen puolella ja 2020-luvulla on odotettavissa maltillisempaa kasvua. Haja-asutusalueille odotetaan saneerauksia, jotka poikkeavat tämän hetken taajamasaneerauksista merkittävästi. Komponentit ovat kevyempiä, mutta johtopituudet merkittävästi suurempia. Myös etäluettavien mittareiden uusintakierros on odotettavissa 2020-luvulla. (Energiateollisuus Ry 2014.)

3.2 Sähköverkon investointien kehittyminen Energiaviraston näkökulmasta

Energiaviraston luvut perustuvat verkkoyhtiöiden Energiavirastolle toimittamiin kehittämissuunnitelmiin. Energiaviraston mukaan verkkoyhtiöiden kokonaisinvestoinnit sähkömarkkinalain mukaiselta siirtymäajalta ovat seuraavat:

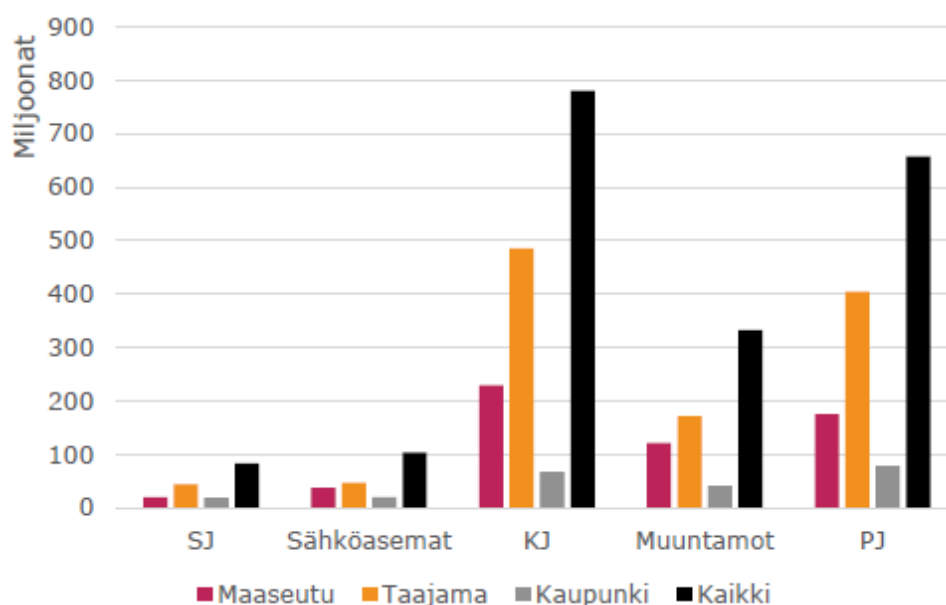
- 2014–2019: 2,7 mrd. € (450 M€/a)
- 2020–2023: 1,9 mrd. € (490 M€/a)
- 2014–2028: 2,3 mrd. € (460 M€/a)

Vuoden 2013 verkon kokonaisinvestoinnit olivat 626 M€, joten ennusteet tulevista investoinneista ovat hieman vuotta 2013 pienemmät. Energiaviraston tilastoissa jakeluverkkoyhtiöt on jaettu kolmeen ryhmään: kaupunkimaisiin, taajamamaisiin ja maaseutumaisiin yhtiöihin. Kaupunkimaisiin yhtiöihin kuuluu 23 verkkoyhtiötä, taajamamaisiin ja maaseutumaisiin yhtiöihin kuuluu molempiin 28 jakeluverkkoyhtiötä. Elenia on tilastoinnissa mukana osana taajamamaisia jakeluverkkoyhtiöitä. Energiavirasto on jakanut siirtymäjaksen kolmeen osaan niin, että verkon pääkomponenttien investointimäärät on esitetty vuosilta 2014–2019, 2020–2023 ja 2024–2028. Kuviossa 6 on esitetty verkon pääkomponenttien investointien kehitys maaseudulla, taajamissa, kaupungeissa ja kaikissa yhteensä vuosina 2014–2019.



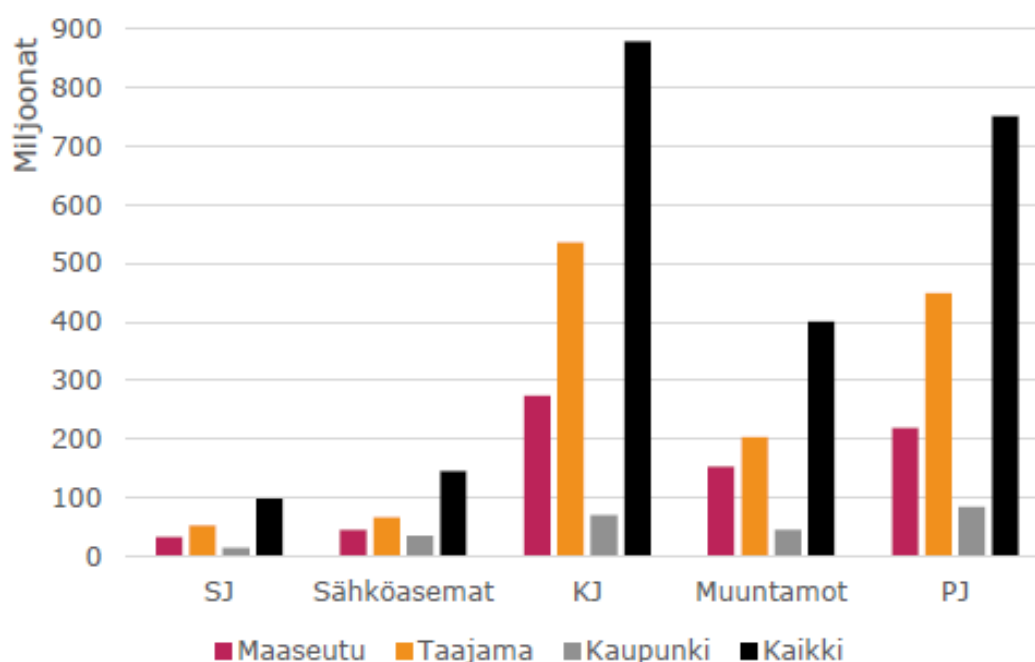
KUVIO 6. Jakeluverkon pääkomponenttien investointimäärät vuosina 2014–2019 (Energiavirasto 2014)

Kuviosta 6 nähdään keskijänniteverkon investointimäärien olevan selvästi muita verkon osia suuremmat. Voidaan myös havaita, että erityisesti taajamiin panostetaan siirtymäkauden alussa. Tämä näkyy myös pienjänniteverkon melko korkeana investointimääränä. Kuviossa 7 on esitetty vuosien 2020–2023 verkon pääkomponenttien investointimäärien kehitys maaseudulla, taajamissa, kaupungeissa ja kaikissa yhteensä.



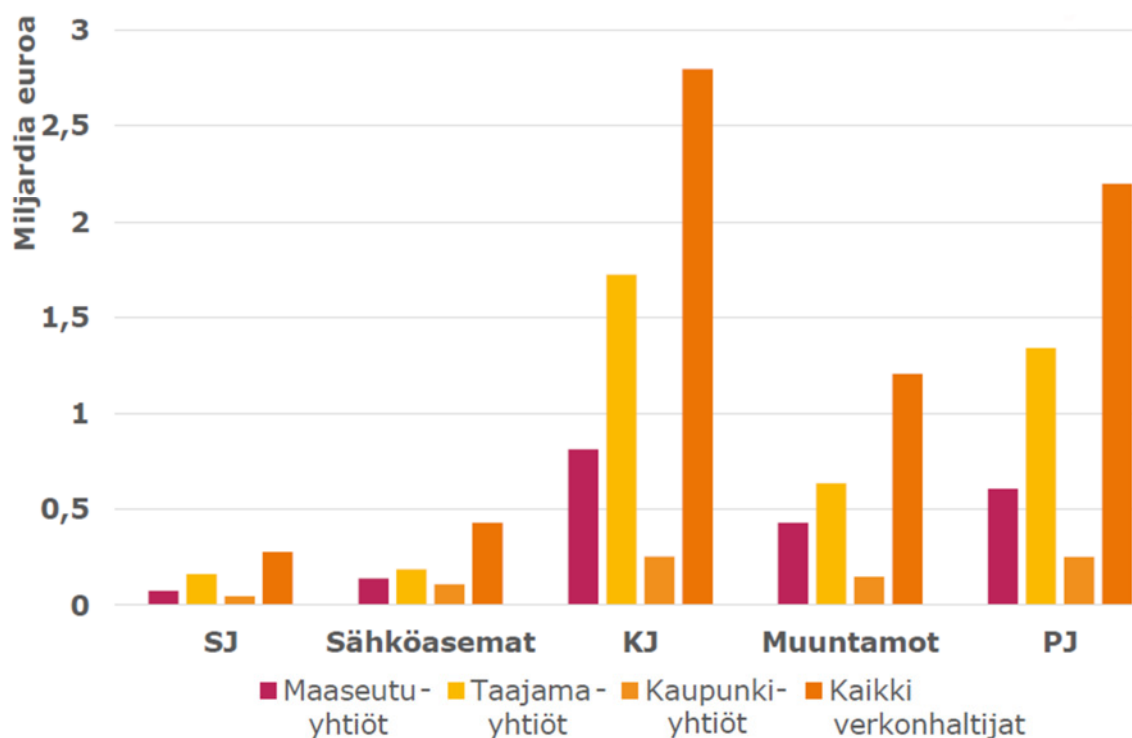
KUVIO 7. Jakeluverkon pääkomponenttien investointimäärät vuosina 2020–2023 (Energiavirasto 2014)

Vuosina 2020–2023 on havaittavissa maltillista kasvua investointimäärissä yleisesti. Kuvion 6 tarkastelujakso on 2 vuotta kuvion 7 tarkastelujaksoa pidempi, joten kuvion 7 määrät näyttävät suhteessa pieniltä. Vuosittaiset investointimäärät ovat kuitenkin hie-
man edellistä tarkastelujaksoa suurempia. Erityisesti pienjänniteverkon investointimää-
rien kasvu on huomattavaa tällä tarkastelujaksolla. Myös keskijänniteverkon investoin-
timäärät kasvavat selvästi. On myös havaittavissa, että maaseudulla investointimäärät
kasvavat suhteessa enemmän kuin taajamissa tällä tarkastelujaksolla. Kaupunkien inves-
tointimäärät pysyvät lähes samana molemmilla tarkastelujaksoilla. Kuviossa 8 on esitel-
ty vuosien 2024–2028 investointimäärät verkon pääkomponenteille maaseudulla, taaja-
missa, kaupungeissa ja yhteensä kaikissa.



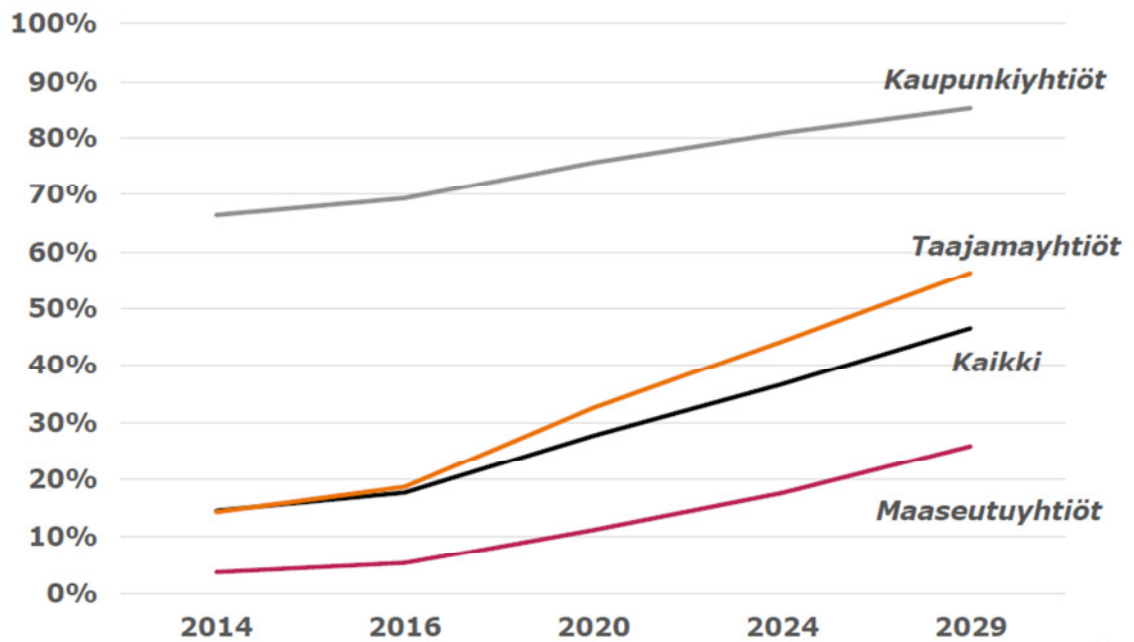
KUVIO 8. Jakeluverkon pääkomponenttien investointimäärät vuosina 2024–2028 (Energiavirasto 2014)

Kuviosta 8 voidaan havaita kaikkien verkon pääkomponenttien investointimäärien nou-
sevan siirtymäajan loppupuolella. Suurinta kehitystä on edelleen keski- ja pienjännite-
verkoissa, mutta myös muuntamoiden investointimäärät ovat huomattavasti nousseet.
Maaseudun, taajamien ja kaupunkien väliset investointimäärien suhteet ovat pysyneet
lähes samana verrattuna edelliseen tarkastelujaksoon. Kuviossa 9 näkyy kehityssuunni-
telmien perusteella laadittu diagrammi verkon pääkomponenttien kokonaisinvestointi-
määrästä koko siirtymäkauden ajalta 2014–2018 kaupungeissa, taajamissa, maaseudulla
ja kaikissa yhteensä.



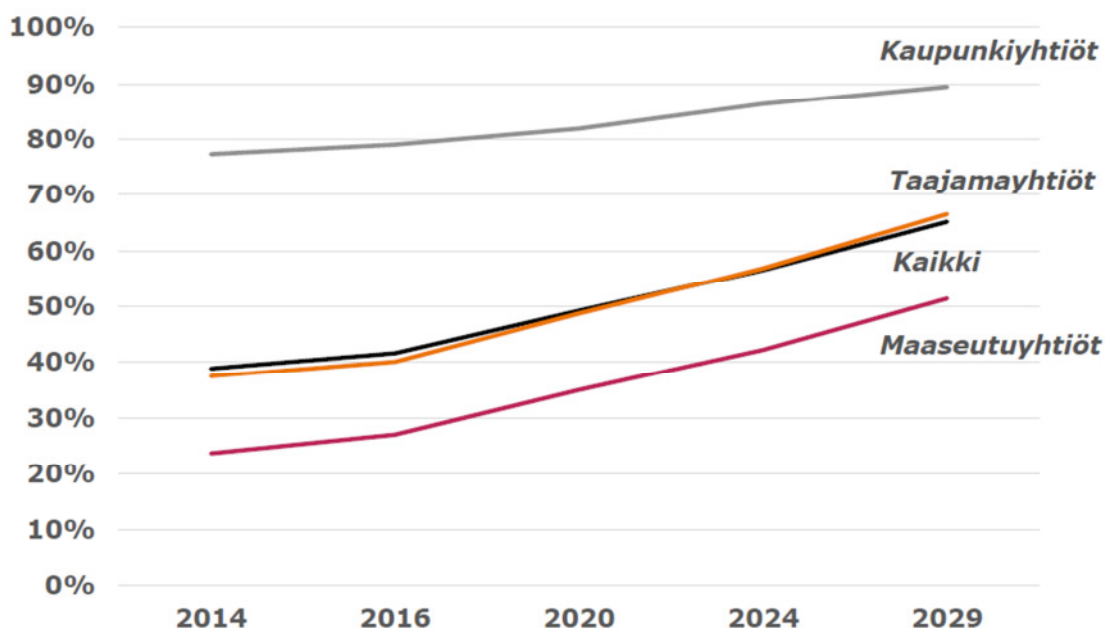
KUVIO 9. Jakeluverkon pääkomponenttien kokonaisinvestointimäärät vuosilta 2014–2028 (Energiavirasto 2014)

Energiaviraston keräämien tietojen mukaan (kuvio 9) keskijänniteverkon kokonaisinvestoinnit koko siirtymäajalta ovat noin 2,8 mrd. €. Investointimäärät painottuvat niin, että kaupunkeihin investoidaan 260 M€, taajamiin 1730 M€ ja maaseudulle 810 M€. Taajamien saneeraus on siis selvästi suurimmassa osassa siirtymäkaudella. Keskijänniteverkon kaapelointiaste vuonna 2029 kehityssuunnitelmien perusteella tulee olemaan 47 prosenttia jakautuen niin, että kaupunkien keskijännitekaapelointiaste on 85 prosenttia, taajamien 56 prosenttia ja maaseudun 26 prosenttia kuvion 10 mukaisesti. (Energiavirasto 2014.)



KUVIO 10. Keskijänniteverkon kaapelointiasteen kehitys vuosina 2014–2029 (Energiavirasto 2014)

Pienjänniteverkon kokonaisinvestoinneiksi kehityssuunnitelmien mukaan koko siirtymääjältä saadaan 2,2 mrd. € niin, että kaupungeissa määrä on 255 M€, taajamissa 1340 M€ ja maaseudulla 605 M€ kuvion 9 mukaisesti. Pienjänniteverkossa on siis havaittavissa sama painotus investointimäärien jakautumiselle kuin keskijänniteverkoissa. Kaapelointiaste pienjänniteverkoissa tulee olemaan vuonna 2029 65 prosenttia. Kaupunkien pienjänniteverkosta kaapeloituna tulee olemaan 90 prosenttia, taajamista 67 prosenttia ja maaseutujen pienjänniteverkosta 51 prosenttia. Pienjänniteverkon kaapelointiasteen kehitys vuosina 2014–2029 on esitetty kuviossa 11 kaupunki-, taajama- ja maaseutuyhtiöissä sekä kaikissa yhteensä. (Energiavirasto 2014.)



KUVIO 11. Pienjänniteverkon kaapelointiasteen kehitys vuosina 2014–2029 (Energiavirasto 2014)

Työ- ja Elinkeinoministeriön laatima muistio (2012) toimi perustana sähkömarkkina-laissa tapahtuneille muutoksille. Muistio koskee ehdotusta toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lievittämiseksi. Ehdotuksen mukaan keskijänniteverkon kaapelointiasteen tulisi olla siirtymäajan jälkeen 60–80 prosenttia ja keskijänniteverkon kokonaisinvestointimäärän siirtymäajalla tulisi olla 3,5–4,5 mrd. €. Pienjänniteverkon osalta muistiossa ehdotetaan kaapelointiasteen olevan siirtymäajan jälkeen 60–80 prosenttia ja pienjänniteverkkoihin kohdistuvien investointimäärien oletetaan koko siirtymäajalta olevan 1,5–2,2 mrd. €. (Energiavirasto 2014.)

Verrattaessa yleisesti verkkoyhtiöiden kehityssuunnitelmista saatuja lukuja työ- ja elinkeinoministeriön muistion lukuihin, voidaan havaita, että pienjänniteverkon osalta tavoitteisiin päästään, mutta keskijänniteverkon tavoitteet sekä kaapelointiasteesta että investointimääristä jäävät alle toivotun. Osa jakeluverkkoyhtiöistä tulee kuitenkin pääsemään toivottuihin lukuihin. Elenian kehittämissuunnitelman mukaan yhtiön kaikki asiakkaat ovat laatuvaatimusten piirissä siirtymäkauden lopussa, myös sekä pien- että keskijänniteverkon kaapelointiaste tulee olemaan 70 prosenttia.

Investointimäärien ja kaapelointiasteiden jäämistä Työ- ja Elinkeinoministeriön muistion (2012) mukaisten lukujen alle ei kuitenkaan suoraan voida peilata sähkömarkkinalain vaatimusten täyttymiseen, sillä laatuvaatimusten täyttymiseen voidaan päästä myös

muilla toimenpiteillä. Osa yhtiöistä aikoo parantaa kunnossapitoa ja tehostaa viankorjausta. Käytännössä tämä tarkoittaa esimerkiksi automaation lisäämistä verkossa, tieto- ja viestintäteknologian kehittämistä, raivauksia ja vierimetsien hoitoa sekä varautumisen parantamista. Kehittämissuunnitelmien perusteella laadittujen tilastojen perusteella voidaan kuitenkin sanoa, että laatuvaatimusten toteutumisessa siirtymäajan lopussa on suuria yhtiökohtaisia eroja ja osa yhtiöistä tulee hakemaan siirtymäajalle jatkoaikaa. Toimintusvarmuusvaatimusten mukaista keskijänniteverkkoa Energiaviraston mukaan vuonna 2029 tulee olemaan kaupunkimaisissa, taajamamaisissa ja maaseutuyhtiöissä yhteensä noin 85 % ja vaatimustenmukaista pienjänniteverkkoa vastaavasti noin 75 %. (Energiavirasto 2014.)

4.1 Luonnonilmiöiden vaikutus Elenian verkkoalueella

Voimistuneet luonnonilmiöt ovat vaikuttaneet voimakkaasti myös Elenian verkkoalueella. Vuoden 2001 Janika-myrsky lähtien Eleniassa on varauduttu suurhäiriötilanteisiin varautumissuunnitelman mukaisesti ja suunnitelmaa päivitetään jatkuvasti. Vuosina 2010–2014 Elenian verkko on kärsinyt useista myrskyistä ja talvien lumikuormien aiheuttamista vioista. Kuvassa 2 on esitetty luonnonilmiöiden aiheuttama suurin yhtäaikainen sähköttömien asiakkaiden määrä Elenian verkkoalueella vuosina 2010–2014. (Elenia 2015.)



KUVA 2. Suurin yhtäaikainen sähköttömien asiakkaiden määrä Elenian verkkoalueella (Elenia 2015)

Kuvasta voidaan havaita viiden vuoden jakson aikana luonnonilmiöiden voimistuneen yleisesti. Kuitenkin vuosien 2011 ja 2013 myrskyt aiheuttivat laajamittaisinta tuhoa verkkoalueella. Loppuvuoden 2013 neljä myrskyä kohdistuivat kaikki Elenian verkkoalueelle aiheuttaen lähes yhtä laajaa tuhoa, kuin vuoden 2011 Tapani ja Hannu – myrskyt. (Elenia 2015.)

4.2 Verkostoinvestoinnit ja niiden kehitys Elenia Oy:ssä

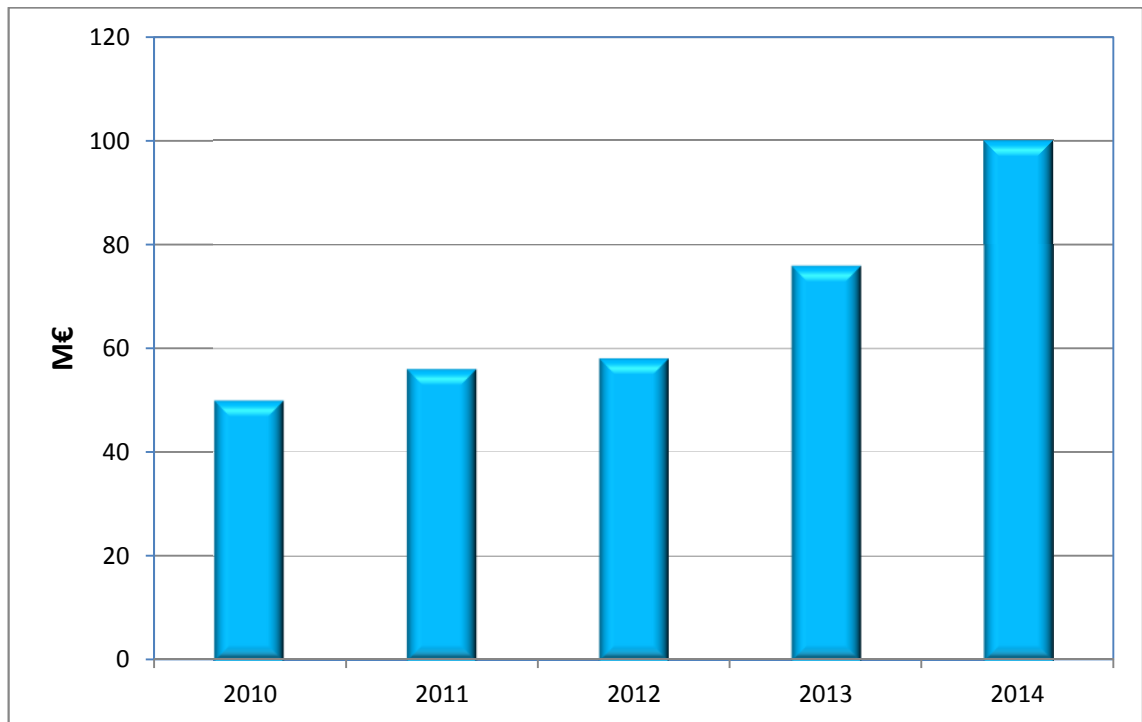
Elenian verkko on pääasiassa vielä ilmajohtoverkkoa ja suuri osa verkosta on rakennettu 50–70-luvuilla. Investointimäärät ovat lisääntyneet runsaasti viime vuosina, osittain uusien sähkömarkkina-alaissa tapahtuneiden muutosten vaikutuksesta. Elenian keskijänniteverkon kaapelointiaste on tällä hetkellä 19,7 prosenttia ja pienjänniteverkolle vastaava luku on 39,8 prosenttia. Elenian tavoitteena on nostaa koko sähköverkon maakaapelointiaste 70 prosenttiin vuoteen 2028 mennessä rakentamalla säävarmaa verkkoa vuosittain noin 1600–2200 kilometriä. Elenia on ensimmäisenä suomalaisena verkkoyhtiönä tehnyt vuonna 2009 päätöksen rakentaa kaiken pien- ja keskijänniteverkon maakaapeloituksi. Kaikki rakennettavat muuntamot ovat myös puistomuuntamoita pylväsmuuntamoiden sijaan. Ennen kaapelointipäätöstä keskijänniteverkon kaapelointiaste oli 6,6 prosenttia ja pienjänniteverkon kaapelointiaste oli 29,4 prosenttia. Kuvassa 3 on esitetty kaapelointiratkaisun lisäksi muita sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtyjä toimenpiteitä vuosina 2002–2012. (Elenia 2014.)



KUVA 3. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantaminen vuosina 2002–2012 (Elenia 2015)

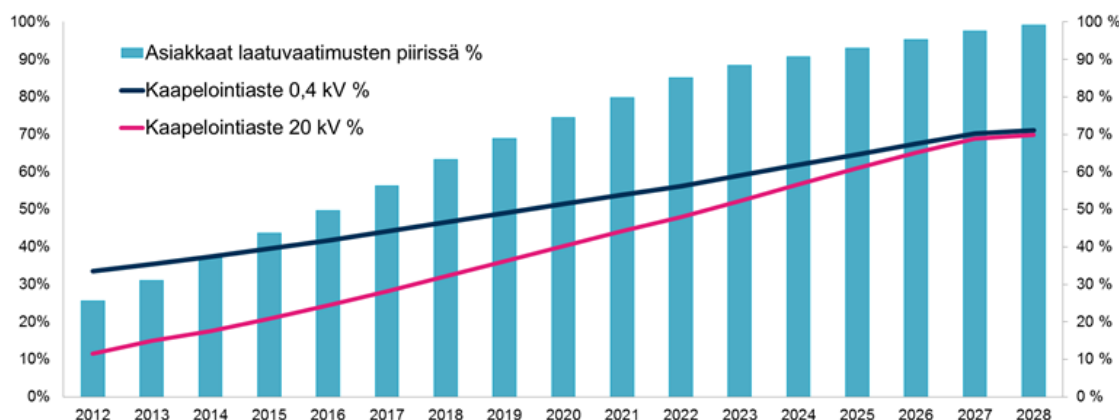
Verkon toimitusvarmuutta on parannettu muun muassa rakentamalla vuosina 2006–2009 1230 kaukokäyttöerotinta ja vuosina 2006–2010 120 verkkokatkaisijaa. Vuonna 2004 otettiin käyttöön vianpaikannusta merkittävästi helpottavat etäluettavat mittarit ja vuonna 2011 automaattinen vianrajaus (FLIR). Vuodesta 2008 sähköverkon kunnontar-

kastusta on myös tehty ympäri vuoden kameroilla varustettujen helikoptereiden avulla. Kaapeliverkon automatisointiin ja vianpaikannuksen kehittämiseen tullaan panostamaan tulevana vuosina. Verkkoon sijoitetut investointimäärät ovat viimeisen viiden vuoden aikana kasvaneet merkittävästi. Kuviossa 12 on esitetty Elenian verkkoon sijoitetut kokonaisverkostoinvestointimäärät vuosilta 2010– 2014. (Elenia 2014.)



KUVIO 12. Verkostoinvestointien kokonaismäärät Eleniassa vuosina 2010–2014

Kuviosta 12 on hyvin havaittavissa, että vuosina 2010–2012 kasvu on ollut melko tasaista, mutta vuonna 2013 investointimäärät lähtivät voimakkaaseen kasvuun pääosin uuden sähkömarkkinalain vaikutuksesta. Vuoden 2014 kokonaisinvestointimäärä kuvaa selvästi, että investointimäärät ovat edelleen voimakkaassa kasvussa ja sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen panostetaan paljon. Elenian tavoite sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saatavista asiakkaista ja kaapelointiasteen kehitys vuoteen 2028 mennessä on esitetty kuviossa 13.



KUVIO 13. Elenian asiakkaat sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piirissä ja kaapelointiasteet vuosina 2014–2028 (Elenia 2015)

Kuviosta voidaan havaita Elenian saavuttavan sähkömarkkinalaissa asetetun siirtymäajan tavoitteet jo ennen määräaikojen täyttymistä. Siirtymäsäännöksen mukaan asiakkaista 50 prosenttia tulisi olla laatuvaatimusten piirissä vuoden 2019 loppuun mennessä. Kuviosta 10 voidaan kuitenkin nähdä Elenian saavuttavan 50 prosentin rajan jo vuonna 2016. Vuoden 2023 loppuun mennessä laatuvaatimusten piirissä tulisi olla 75 prosenttia kaikista verkkoyhtiön asiakkaista. Tämä vaatimus täyttyy suunnitelman mukaan jo vuonna 2020. Voidaan myös todeta, että Työ- ja Elinkeinoministeriön laatiman muistion (2012) mukaisiin tavoitearvoihin pien- ja keskijänniteverkon kaapelointiasteista päästään pienjänniteverkon osalta jo vuonna 2023 ja keskijänniteverkon osalta vuonna 2025. Elenia onkin maksanut jo vuodesta 2009 lähtien vapaaehtoista korvausta asiakkailleen kaikista yli kuusi tuntia kestäneistä sähkökatkoista.

4.3 Omaisuudenhallintajärjestelmä

Verkko-omaisuuden hallinta Elenia Oy:ssä liittyy kaikkiin yhtiön pääprosesseihin (verkonhallinta-, liittymä-, vikapalvelu- sekä sähkönsiirtoprosessi), omaisuudenhallinnassa tarvittaviin IT-järjestelmiin ja järjestelmien väliseen tietoliikenteeseen. Verkko-omaisuuden hallinta koostuu viidestä pää osa-alueesta: verkon kehittäminen, kunnossapito ja käyttö, rakentaminen, hankinnat ja kumppanuudet, tekniset järjestelmät, ympäristö ja turvallisuus sekä liiketoiminnan jatkuvuus ja kehitys. (Elenia 2013.)

Elenialla on käytössä kaksi Lloyd's Registerin myöntämää laatuajärjestelmäsertifikaattia PAS 55 ja ISO 55001, joiden taustalla on PAS 55 – standardi. PAS 55 omaisuudenhal-

lintajärjestelmä koostuu seuraavista pääkohdista: suunnittelu, toteutus, seuraaminen ja kehittäminen. Verkko-omaisuudenhallintajärjestelmä auttaa yritystä muun muassa vaikiinnuttamaan toimintatapoja, tunnistamaan kehitystarpeita sekä selkeyttämään tavoitteitaan. Järjestelmän avulla voidaan myös mahdollistaa vertailu eri toimijoiden välillä, parantaa asiakastyytyväisyyttä ja ennen kaikkea varmistaa verkon kestävä kehitys. PAS 55 – järjestelmässä huomioidaan vain sellaiset yrityksen osa-alueet, millä on suoria vaikutuksia verkko-omaisuuteen ja sen hallintaan. (Elenia 2015.)

Verkon kehittämisen, kunnossapidon ja käytön kannalta omaisuudenhallinta tarkoittaa asiakkaiden tarpeiden huomioimista esimerkiksi verkon kehittämisessä. Omaisuudenhallinnalle asetetut tavoitteet muodostuvat omalta osaltaan asiakaslupausten mukaisen palvelun pohjalta. Olemassa olevien lakien ja standardien noudattaminen verkon kokonaisvaltaisessa hallinnassa on myös erittäin tärkeä tekijä omaisuuden hallinnassa. Korvausinvestointien kohdistamisessa on otettava huomioon taloudelliset riskit, laatu- ja ympäristötavoitteet, alueen tulevaisuudennäkymät sekä toimintavarmuus, näin mahdollistetaan verkon optimaalinen hallinta ja verkon pitkä elinkaari toimivana ja tehokkaana. Säävarman verkon rakentaminen on olennainen osa omaisuudenhallintaa, jolla pyritään pienentämään luonnonilmiöiden aiheuttamaa haittaa kuluttajille. (Elenia 2013.)

Rakentaminen, hankinnat ja kumppanuudet ovat osana omaisuudenhallintaa ylläpitämissä yhteistyöverkostoja, jotka takaa laadukkaan ja kustannustehokkaan toiminnan. Omaisuudenhallinnan kannalta tärkeää on myös varmistaa yhteistyökumppaneiden toimintaedellytykset ongelmatilanteiden välttämiseksi. (Elenia 2013.)

Tärkeänä osana verkko-omaisuuden hallintaa ovat tietojärjestelmät ja ohjelmistojen tarjoamat ominaisuudet joiden avulla saadaan paljon tärkeää tietoa verkosta sekä pystytään tehostamaan toimintaa. Älykäs sähköverkko on osa tulevaisuutta, joka mahdollistaa toiminnan tehostamisen ja palvelun laadun parantamisen. (Elenia 2013.)

Ympäristö ja turvallisuus ovat tärkeä näkökulma omaisuuden hallinnassa kestävässä kehityksen kannalta. Energiatavaroita ratkaisut, turvallisuus ympäristön huomioiminen verkkoliiketoiminnassa on huomioitava, jotta toiminta voi olla pitkäkestoista ja kannattavaa. (Elenia 2013.)

Liiketoiminnan jatkuvuuden ja kehityksen kannalta on olennaista tunnistaa liiketoiminnan riskit, jotta niihin voidaan varautua. Osana omaisuudenhallintaa riskienhallinta on

tärkeä tekijä. Toiminnan ja uusien toimintatapojen kehittäminen on tärkeää toiminnan jatkuvuuden kannalta. Toiminnan jatkuvuutta varmistetaan hakemalla verkko-omaisuudelle valvontamallin mukaista sallittua tuottoa tasaista ja kohtuullista hinnoittelua ylläpitämällä. Korkeatasoinen verkko-omaisuuden hallinta mahdollistaa vakaan verkkoliiketoiminnan ylläpitämisen, verkko-omaisuuden kehityksen ja luotettavan sähkömarkkinapaikan. (Elenia 2013.)

4.4 Verkkotietojärjestelmä

Verkon suunnittelun työvälineenä Elenia Oy:ssä käytetään Trimble NIS verkkotietojärjestelmää. Trimble NIS on energialiiketoimintaan suunniteltu ohjelmisto, joka koostuu älykkäästä verkkomallista, jossa verkko esitetään komponentteineen karttapohjan päällä sekä verkkomalliin integroiduista paikkatietotoiminnallisuuksista. Ohjelmisto on monipuolinen ja muunneltavissa verkkoyhtiön tarpeiden mukaan, mikä mahdollistaa verkon elinkaaren kokonaisvaltaisen hallinnan järjestelmän avulla. Järjestelmää voidaan hyödyntää esimerkiksi suunnittelussa, rakentamisessa, verkon käytössä, kunnossapidossa ja asiakaspalvelussa. Järjestelmä mahdollistaa myös sujuvan yhteistyön esimerkiksi urakoitsijoiden kanssa. (Trimble NIS 2015.)

Modernin verkkotietojärjestelmän avulla toiminta voidaan pitää mahdollisimman yksinkertaisena. Koko prosessi kulkee yhdessä järjestelmässä aina suunnittelijan laatimasta suunnitelmasta loppudokumentointiin asti. Prosessin eri vaiheissa alkuperäistä suunnitelmaa täydennetään esimerkiksi tarkentuvilla sijaintitiedoilla ja maastosuunnittelussa muuttuneilla yksiköillä. Urakoitsijan ja suunnittelun välisessä yhteistyössä yhteinen järjestelmä mahdollistaa sen, että urakoitsijat pystyvät suoraan tekemään muutoksia suunnitelmalle sekä täydentämään maastossa varmistuvia puuttuvia tietoja komponenteille. Suunnitelmat ovat kaikkien nähtävillä koko prosessin ajan, mikä lisää toiminnan läpinäkyvyyttä ja säästää erityisesti aikaa. Työn valmistuttua suunnitelma tarkistetaan vielä mahdollisten virheiden varalta ja ajetaan master-kantaan, jolloin suunnitelma muuttuu reaalityöntilanteeksi järjestelmään. Kuviossa 14 on esitetty verkkotietojärjestelmän linkittyminen prosessiin sen eri vaiheissa suunnittelusta loppudokumentointiin. (Elenia 2015.)



KUVIO 14. Verkkotietojärjestelmä osana prosessia (Elenia 2015)

Järjestelmä antaa suunnittelijalle hyvin konkreettisen kuvan verkosta ja mahdollistaa mm. tarkkojen tehonjako-, maasulku- ja oikosulkulaskelmien tekemisen verkon laskenta-sovelluksen avulla (PSA). Laskentasovellus mahdollistaa nykyisen verkon tilan sekä uuden suunnitelman jälkeisen verkon tilan vertailun, sekä komponenttien mitoittamisen tarkastamisen. (Trimble NIS 2015.)

Kustannuslaskenta -sovelluksen (CPP) avulla voidaan laskea suunniteltujen projektien materiaali- ja urakointikustannukset suunnitteluvaiheessa ja päivittää kustannustietoja projektin edetessä maastosuunnitteluvaiheeseen ja aina toteutuneisiin kustannuksiin saakka. Yksityiskohtainen kustannustenlaskenta jo suunnitteluvaiheessa auttaa budjetti- ja materiaalihankintojen hallinnassa. (Trimble NIS 2015.)

Verkkoinvestointien hallinta -sovelluksen (NIM) avulla kootaan investointipäätöstentekoon ja kokonaisuudenhallintaan vaikuttavat tekijät samaan paikkaan. Sovellus kerää suunniteltujen investointien tiedot ja tunnusluvut Trimble NIS:stä ja toteumatiedot toiminnanohjausjärjestelmästä yhteen paikkaan, mikä helpottaa projektien ja kokonaisuuksien seuranta. (Trimble NIS 2015.)

Luotettavuuslaskennan (RNA) avulla verkon toimintavarmuutta voidaan analysoida niin, että vallitsevat ympäristötekijät kuten maaperä, puusto, sää ja verkon sijainti otetaan huomioon. RNA-laskennalla voidaan arvioida verkossa aiheutuvien keskeytysten määrää ja pituuksia sekä korvausinvestointien kohdistamiseen vaikuttavia tunnuslukuja. (Trimble NIS 2015.)

Trimble NIS:n analyysityökalua käytetään myös investointikohteiden valinnan tukena ja työkalulla saadaan havainnollistavaa tietoa verkon tilasta. Työkalun avulla verkon sähkötekniistä ja mekaanista tilaa voidaan analysoida monilla eri perusteilla. Analyysityökalun avulla voidaan määrittää esimerkiksi pylväiden asennusvuodet sekä vikapaikat menneiltä vuosilta. (Trimble NIS 2015.)

5 KORVAUSINVESTOINTIEN KOHDISTAMINEN JA SUUNNITTELU

Sähköverkon suunnittelu teknis-taloudellisin perustein on todella haastavaa optimointia, sillä suunnitellun projektin on oltava taloudellisesti kannattava ja teknisesti toimiva ja pitkäikäinen ratkaisu. Teknisesti hyvin toimiva verkko on kuitenkin lähtökohtaisesti myös taloudellisesti kannattava. Suunnittelussa on pyrittävä näkemään laaja kokonaiskuva alueen kehittymisestä, jotta päästään pitkäikäisiin ratkaisuihin. Sähkön käytön kasvu on myös hidastunut viime vuosina, jonka vuoksi verkon ylityömittaminen on otettava yhtäläillä alityömittamisen kanssa huomioon suunnittelussa. (Lakervi & Partanen 2008, 9.)

Korvausinvestointeja kohdistettaessa tärkeimpänä kriteerinä voidaan pitää toimitusvarmuuden parantamista ja sähkömarkkinalain mukaisten vaatimusten toteutumista. Investoinnit pyritään kuitenkin kohdistamaan mahdollisuuksien mukaan teknistaloudellisen pitoajan ylittäneisiin verkon osiin. Purettavalla verkolla ei siis ole enää nykykäyttöarvoa. Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon kehittymiselle on asetettu tavoitteet, jotka on otettava huomioon investointikohteita suunniteltaessa ja rakennettaessa. Investointien priorisointiin vaikuttaa myös nykyverkossa havaitut puutteet määräystenmukaisuudessa ja sähkön laatuvaatimuksissa. Investointikohteet toteutetaan kaapeloimalla, jolloin verkon keskeytys- ja vianhoitokustannukset pienenevät. Kaapeloinnilla on merkittävä vaikutus verkon toimintavarmuuden parantamiseen ja kunnossapitotarpeen vähenemiseen. (Elenia 2015.)

Yleisen verkostosuosituksen mukaiset toimitusvarmuuskriteerit on huomioitava myös jakeluverkon korvausinvestointikohteiden priorisoinnissa. Verkostosuositukset määrittelevät lyhyiden keskeytysten kappalemäärille ja pitkien keskeytysten kokonaiskeskeytysajoille tavoitetasot kaupungeissa, taajamissa ja maaseudulla. Lähtökohtana kriteeristölle on, että yksittäisen erityisen hankalan vian tai suurhäiriön aiheuttama pitkä keskeytys sallitaan, mutta normaaliin verkon toimintaan liittyvät tapahtumat eivät saa vaikuttaa tavoitearvojen ylittämiseen. Verkon suunnittelussa tavoitetasot huomioidaan niin, että kolmen vuoden aikajaksolla sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitetasot ovat:

- Kaupungissa:
Kokonaiskeskeytysaika enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä 0 kpl vuodessa
- Taajamissa:
Kokonaiskeskeytysaika enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä enintään 10 kpl vuodessa
- Maaseudulla:
Kokonaiskeskeytysaika enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä enintään 60 kpl vuodessa

Vuosittaisen jakeluverkon investointiohjelman vaikutuksia toimitusvarmuuteen mitataan muun muassa RNA laskennasta saatavilla toimitusvarmuusmittareilla SAIDI (vikojen kokonaiskestoaika/asiakas/vuosi), SAIFI (vikojen keskimääräinen lukumäärä/asiakas/vuosi) ja CAIDI (keskeytysten keskipituus/vuosi), mutta myös Työ- ja Elinkeinoministeriön ehdotukseen perustuvalla mittarilla, joka kuvaa kuinka suuri osa asiakkaista on säävarman verkon piirissä. Mittarilla mitataan toimitusvarmuustavoitteiden toteutumista pitkällä aikavälillä sähkömarkkinalain vaatimusten mukaisesti. (Elenia 2015.)

Taajamien kuuden tunnin toimitusvarmuuden piiriin kuuluvat asemakaava-alueet. Ilmajohdoverkon osa voidaan myös merkitä säävarmaksi, mikäli voidaan pitää täysin varmana, että puita ei pääse kaatumaan johdolle. Sääilmiöille alttiit ilmajohdot on voitava erottaa kaapeliverkosta. Haja-asutusalueen 36 tunnin toimitusvarmuustavoitteen piiriin voidaan lisäksi merkitä ilmajohto-osuudet viiden kilometrin säteellä säävarmasta kaapeliverkosta. (Elenia 2015.)

Korvausinvestointikohteiden priorisoinnista on laadittu sähkömarkkinalain siirtymisajalle karkea linjaus miten investoinnit tulisi alueellisesti kohdistaa, jotta asetettuihin tavoitteisiin päästään määrätyllä aikavälillä. Vuosina 2013–2019 etusijalla ovat taajamien sisäiset ilmajohdoverkot, taajamien syötöt sekä haja-asutusalueiden jakaminen useampiin suojausvyöhykkeisiin. (Elenia 2015.) Vuoden 2019 jälkeen taajamat on pääosin jo kaapeloitu ja siirrytään haja-asutusalueiden ilmajohdoverkkoon, jossa on suhteessa paljon verkkoa, mutta vähän asiakkaita. Haja-asutusalueella priorisoinnissa etusijalla ovat suuritehoiset runkojohdot. Pienitehoisille haja-asutusalueen keskijänniteverkoille on laadittu priorisointiperiaatteet, jotka toimivat uudelleeninvestointisuunnitelman poh-

jana. Luotettavuuden ja purkautuvan verkon nykykäyttöarvon näkökulmasta laadittujen priorisointiperiaatteiden mukaan pienitehoisista haja-asutusalueiden keskijänniteverkoista kaapeloidaan ensin sähköasemalta lähtevät runkojohdot. (Hakala 2013, 72.)

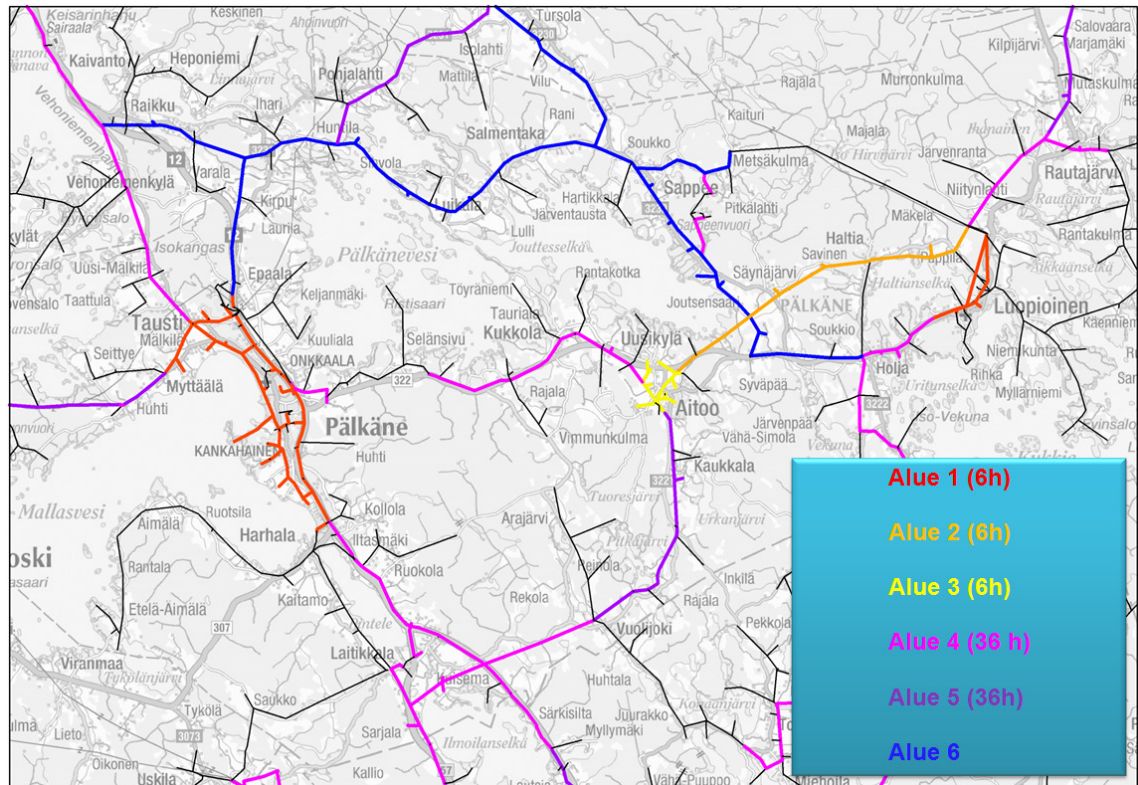
5.1 Alueluokittelu

Keskijänniteverkon kriittisyystasoa voidaan kuvata alueluokittelulla, missä verkon osat on jaettu ryhmiin sähkömarkkina-alueissa esitettyjen toimitusvarmuustasojen, asiakasmäärien sekä siirrettävien tehojen perusteella. Alueluokittelussa verkon osat on jaoteltu seitsemään alueeseen seuraavasti:

- Alue 1 (6 h)
Sähköasemien läheisyydessä olevat asemakaava-alueet
- Alue 2 (6 h)
Taajamia syöttävät runkojohdot
- Alue 3 (6 h)
asemakaava-alueet, jotka eivät ole sähköaseman läheisyydessä
- Alue 4 (36 h)
Suuritehoiset runkojohdot ($P > 500 \text{ kW}$)
- Alue 5 (36 h)
Keskitehoiset runkojohdot ($P = 200\text{--}500 \text{ kW}$)
- Alue 6
Sähköasemakorvauksien ”pullonkaulat”

Alueluokittelun piiriin kuuluu noin 70 prosenttia asiakkaista. Luokittelun ulkopuolelle jäävät pienitehoiset runko- ja haarajohdot. Keskijänniteverkon alueluokittelu toimii kohteiden priorisoinnin apuvälineenä suunnittelijoille. Tarve alueluokittelulle on korostunut sähkömarkkina-alueissa tapahtuneiden muutosten myötä. Alueluokittelu on suoraan suunnittelijan työkaluna Trimble NIS:n analyysityökalussa, jossa master-kannan keskijänniteverkko saadaan korostettua eri värein sen mukaan mihin alueluokkaan se kuuluu. Alueet 1-3 ovat saneerattavien kohteiden priorisoinnissa etusijalla, sillä ne kuuluvat kuuden tunnin toimitusvarmuuden piiriin. Käytännössä alueiden 1-3 kaapelointiaste tulee olemaan vuonna 2027 lähes 100 prosenttia ja koko verkon kaapelointiaste 70 prosenttia. (Elenia 2015.) Kuva 4 havainnollistaa Trimble NIS:n finder – työkalulla toteutetun

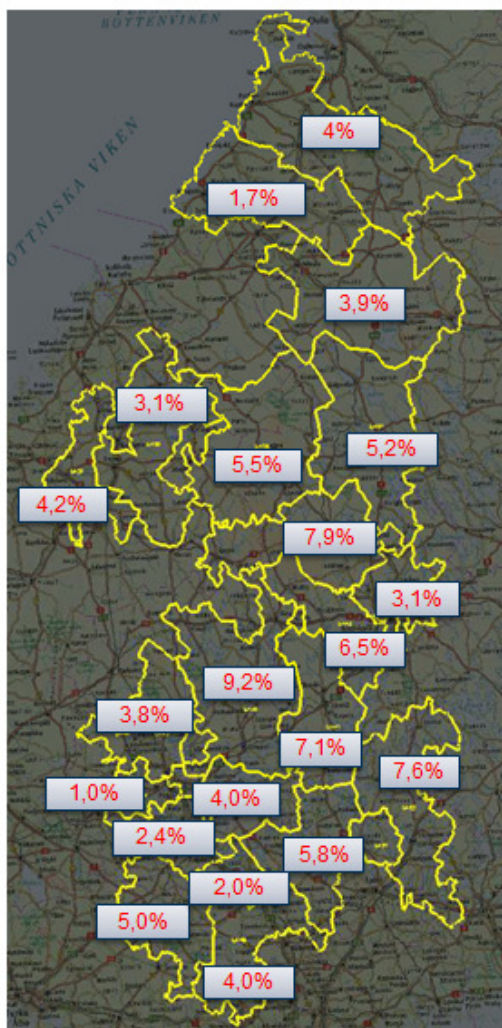
alueluokitteluanalyysin. Karttapohjalla kuhunkin alueeseen kuuluva keskijänniteverkon osa värjätään omalla värillään. Alueluokittelu verkkotietojärjestelmässä auttaa alueen kokonaiskuvan hallinnassa ja kohdevalintojen priorisoinnissa.



KUVA 4. Alueluokittelu Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä (Elenia 2015)

5.2 Alueellinen jako

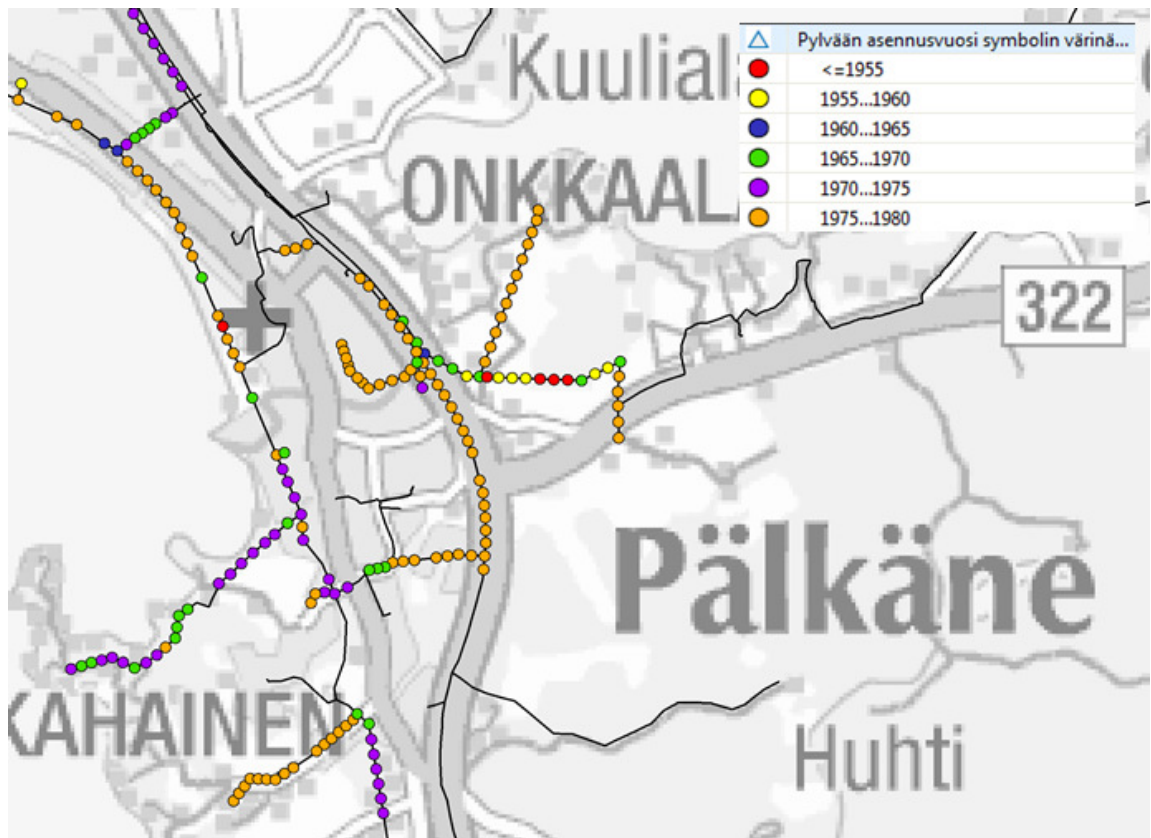
Vuosittaisten jakeluverkon korvausinvestointien maantieteelliselle kohdistamiselle merkittävimmät perusteet ovat alueellinen verkostomäärä, keskijänniteverkon kriittisyystaso, ei säävarman verkon asiakastiheys sekä kolmen vuoden keskeytyksistä aiheutuneen haitan toteuma (KAH). Alueellinen budjettijako tehdään urakointialueittain masterkannan tilanteen mukaan huomioiden kuitenkin lisäksi alueelle aiemmin päätetyt investoinnit. Alueellisen budjettijaon pohjalta suunnittelija tekee omilla vastuualueillaan yksittäiset kohdevalinnat suunnitteluperiaatteiden mukaisesti. Kuvassa 5 näkyy periaatteellinen kuva korvausinvestointien kohdistumisesta urakointialueittain.



KUVA 5. Korvausinvestointien periaatteellinen jakautuminen urakointialueittain (Elenia 2015)

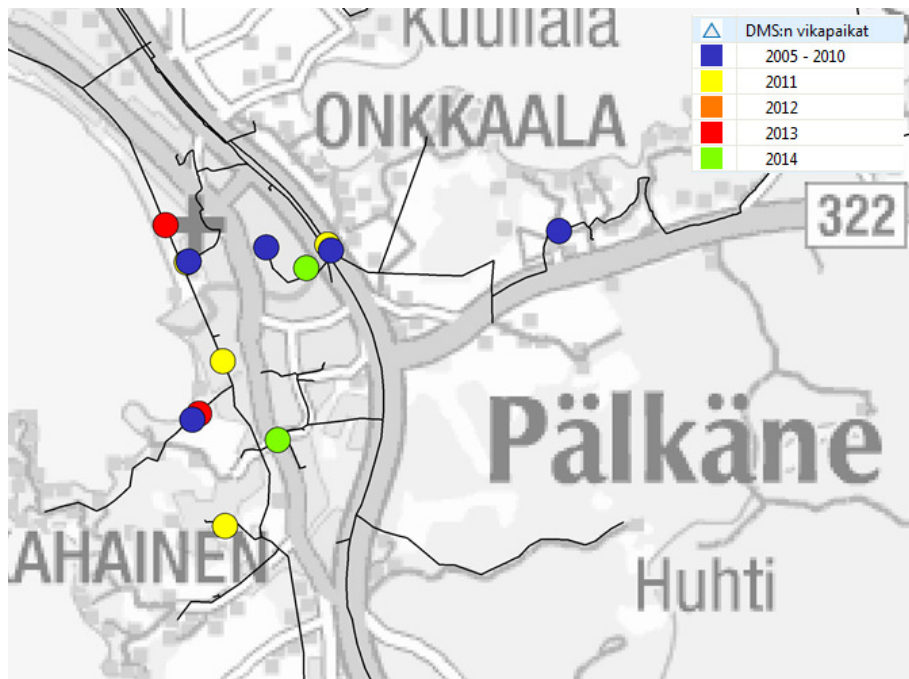
5.3 Yksittäiset kohdevalinnat

Alueellisen budjettijaon jälkeen tehdään yksittäiset kohdevalinnat. Vuosittaisiin korvausinvestointeihin varattu budjetti jaetaan kokoluokiltaan erilaisiin kohteisiin. Kohteiden kokoluokkajakauma tulisi olla sellainen, että se vastaa markkinoiden tarvetta. Kuviossa 15 on esitetty keskimääräinen korvausinvestointikohteiden kokoluokkajakauma vuosittain budjetin ja projektien näkökulmasta.



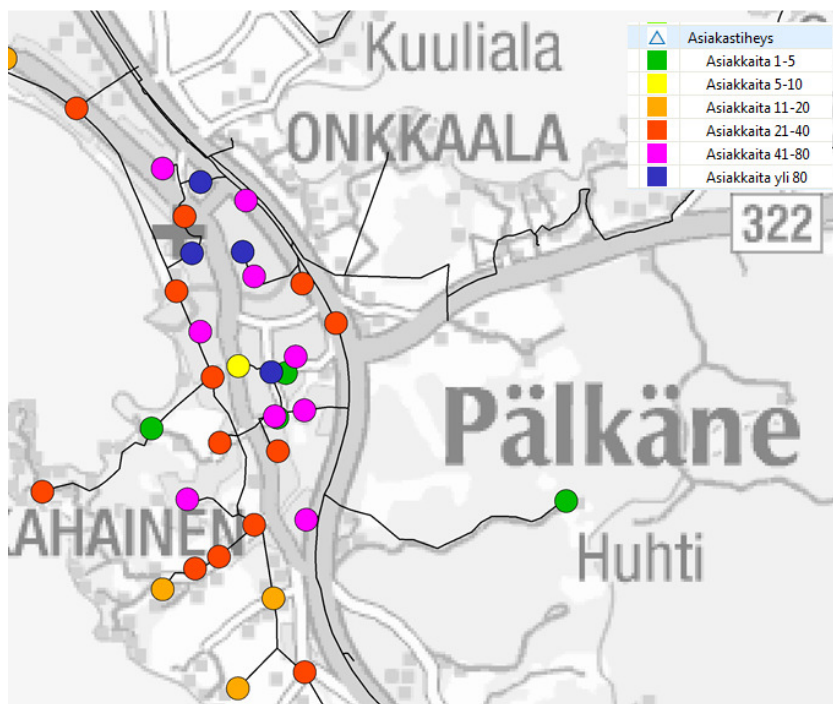
KUVA 6. Pylväänasennusvuodet Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä

Kuvan 6 pylväänasennusvuosien perusteella tehdyssä analyysissä pylväät joihin ikätieto on merkitty, on esitetty värillisinä ympyröinä. Kartassa ilmajohto-osuudet on merkitty keltaisella ja kaapeloidut osuudet turkoosilla. Vuoden 1980 jälkeen asennettuja pylväitä ei ole analyysissä huomioitu, sillä ilmajohtojen taloudellinen pitoaika on 40 vuotta, joten vuoden 1980 jälkeen asennetuilla pylväillä on vielä pitoaikaa jäljellä. Pylväänasennusvuosianalyysi auttaa suunnittelijaa havaitsemaan vaivattomasti verkon ikärakenteen ja investointitarpeet pystytään näin kohdistamaan muut priorisointiin vaikuttavat tekijät huomioiden, verkon vanhimpiin osiin. Kuvassa 7 on esitetty Dms-vikapaikat Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä.



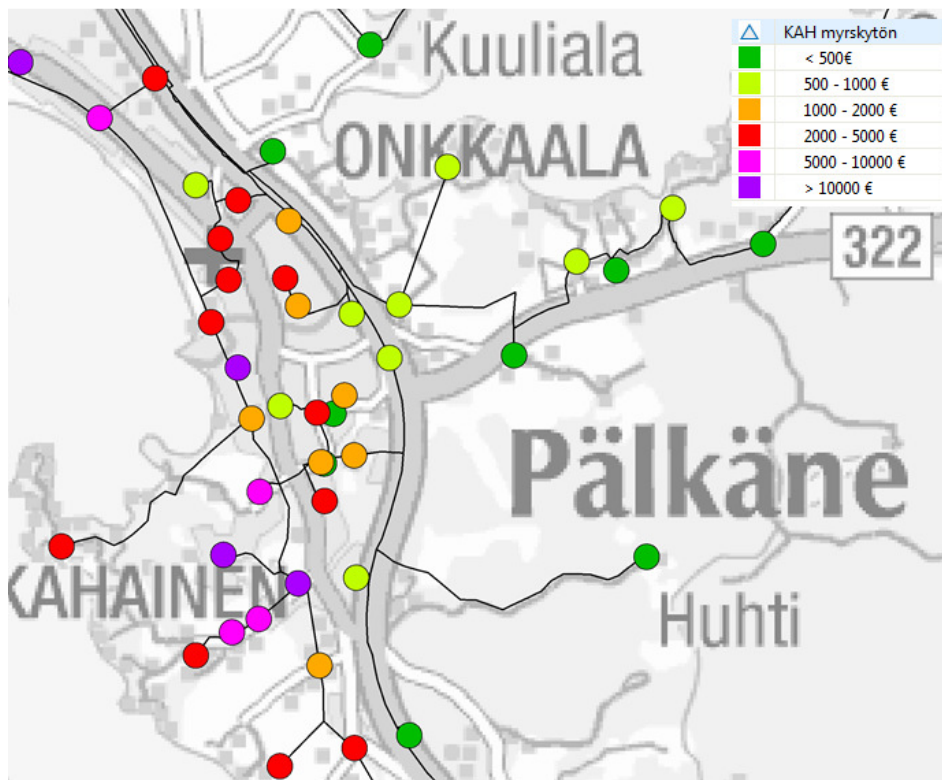
KUVA 7. Dms-vikapaikat vuosilta 2005–2014 Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä

Kuvassa 7 näkyvät keskijänniteverkon toteutuneet vikapaikat vuosilta 2005–2014 värillisillä ympyröillä kuvattuna. Vikapaikkatiedot helpottavat suunnittelijaa havaitsemaan verkon ongelmakohtia, joissa vikoja on runsaasti, mikä osaltaan vaikuttaa kohteen priorisointiin korvausinvestointeja kohdistettaessa. Kuva 8 havainnollistaa ei säävarmojen muuntamoiden analyysia.



KUVA 8. Ei säävarmojen muuntamoiden analyysi Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä

Kuvan 8 muuntamot on kuvattu asiakastiheyden perusteella erivärisin ympyröin. Asiakastiheysanalyysin perusteella voidaan helposti havainnoida suunniteltavan työn asiakasvaikutuksia ja kohdistaa korvausinvestointeja alueille, joissa asiakkaita on runsaasti mahdollisimman laajojen asiakasvaikutusten aikaansaamiseksi. Kuvassa 9 näkyy muuntamokohtainen myrskytön KAH-toteuma vuosilta 2011–2014 euromäärien mukaan jaoteltuna Trimble NIS – verkkotietojärjestelmässä.

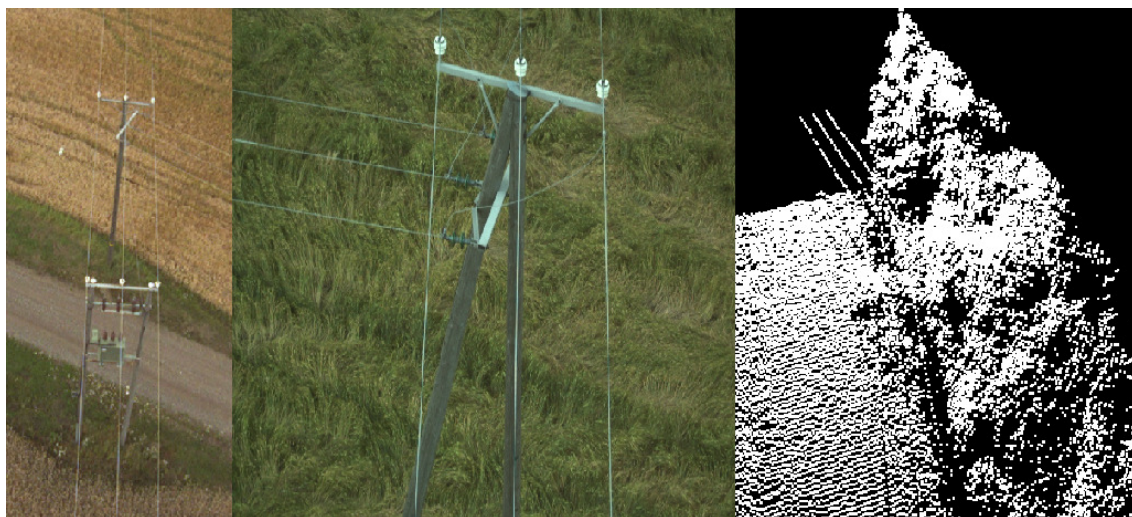


KUVA 9. Muuntamokohtainen myrskytön KAH-toteuma vuosina 2011–2014

Muuntamokohtainen KAH-toteuma on kuvattu analyysissä erivärisin ympyröin (kuva 9). Vuosien 2011–2014 muuntamokohtaisissa KAH-tuloksissa on huomioitu vain keski-jännitekeskeytysten vaikutus. Tarkastelun kohteina ovat olleet vuosien 2011–2014 viat, joiden perusteella muuntamolle on muodostettu kumulatiivinen KAH-summa. Analyysissä on käytetty vuoden 2014 KAH-euroarvoa. Muuntamokohtainen KAH-toteuman analyysi on verkkotietojärjestelmässä toteutettavissa myrskyjen vaikutukset sisältävinä ja ilman. Ilman myrskyn vaikutuksia analyysi kuvaa niin sanottua normaalia tilaa ja myrkyllisellä analyysillä taas voidaan havainnollistaa myrskyjen vaikutuksia alueella.

Kohdevalintoja ja suunnitelmia tehdessä suunnittelun työkaluna toimii myös Visimind AB:n tarkastus- ja raportointijärjestelmä sekä Google Mapsin Street View – katunäky-

mäpalvelu. Visimind ohjelmiston avulla keskijänniteverkon kuntoa ja ympäristöä voidaan tarkastella helikopterista kuvatun ilmakuva-aineiston avulla. Lisäksi verkon osien etäisyyksiä esimerkiksi ympäröivään puustoon ja rakennuksiin voidaan mitata laserkeilauksella kerätyn aineiston avulla. Visimindin avulla suunnittelija voi tarkastella verkon tilaa ja rakennetta omalta työpisteeltään. Tämä säästää aikaa ja lisäksi parantaa suunnittelutulosta. Esimerkkikuva Visimindin ilmakuva- ja laserkeilausaineistosta on esitetty kuvassa 10.



KUVA 10. Visimindin kuvamateriaalia

Google Mapsin Street View – katunäkymäpalvelun avulla voidaan tarkastella useissa kohteissa myös pienjänniteverkkoa, mitä ei Visimindillä voida tarkastella. Katunäkymäpalvelun avulla voidaan valita esimerkiksi muuntamopaikat paremmin kuin pelkän verkkotietojärjestelmän kartan avulla. Katunäkymäpalvelu auttaa suunnittelijaa erityisesti sellaisten kohteiden suunnittelussa jotka sijaitsevat kaukana, eikä alue ole maastossa tuttu. Palvelun avulla voidaan myös tarkastella, minkälaista maastoa alueella on, ja valita tämän perusteella sopiva kulkureitti kaapelille. Katunäkymäpalvelun käyttöä on havainnollistettu kuvassa 11.

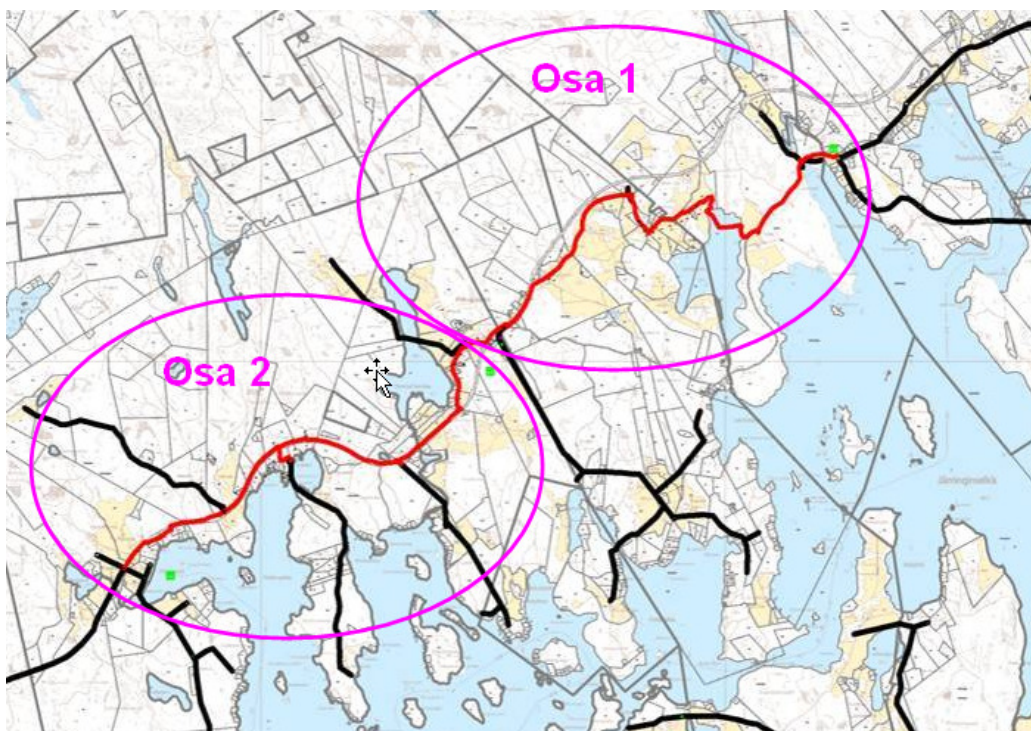


KUVA 11. Google Street View – näkymä

5.4 Yleissuunnitelma

Elenian periaatteiden mukaisesti jakeluverkko tulee suunnitella siten, että verkon viikaantuminen sääilmiöiden seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueilla enempää kuin kuuden tunnin keskeytyksen ja muilla alueilla sähkönjakelun keskeytys saa suurimmillaan olla 24 tuntia. Yksittäiset verkon normaalitilanteessa syntyvät viat saavat asemakaava-alueella kestää enintään kolme tuntia ja haja-asutusalueilla enintään kuusi tuntia. (Elenia 2015.)

Korvausinvestointikohteiden valinnan jälkeen kohteille tehdään yleissuunnitelmat kohteiden hyväksyntää ja alustavien kustannusten hahmottamista varten. Yleissuunnitteluvaiheessa suunnitelma tehdään sille tasolle, että sen perusteella voidaan luoda kuva siitä, mikä on verkon nykytila ja mihin tilaan verkko tulee päätymään. Periaatteellinen kuva yleissuunnitelmasta on esitetty kuvassa 12.



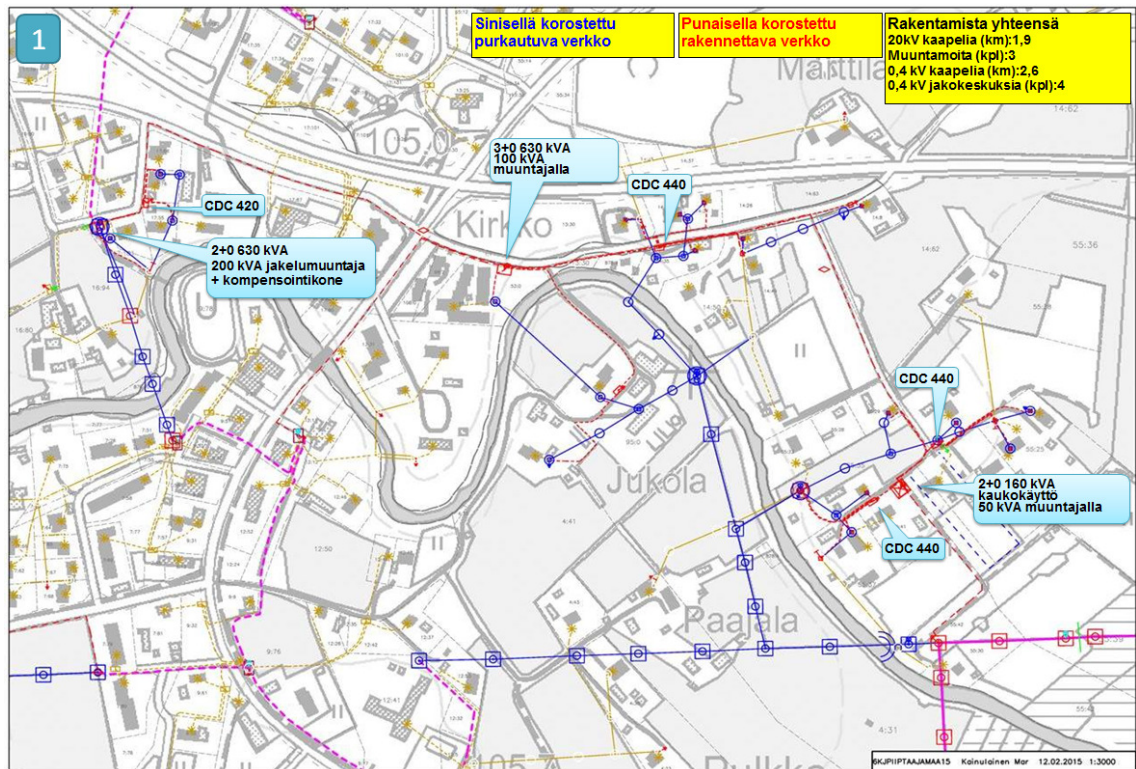
KUVA 12. Yleissuunnitelma (Elenia 2015)

Kuvassa 12 uusi rakennettava verkko näkyy punaisella ja nykyinen verkko mustalla korostettuna. Yleissuunnitelmassa investointitoille mitoitetaan ja suunnitellaan keskijänniteverkko, mikä pitää sisällään muun muassa keskijännitekaapelit, muuntamot, jakelumuuntajat, hajautetun kompensoinnin suunnittelun, kaapelijatkot, kaivettavat ojat, teiden alitukset sekä betonoinnit. Pienjänniteverkkoa ei suunnitella vielä yleissuunnitteluvaiheessa, mutta se täytyy huomioida esimerkiksi muuntamoiden paikkoja valitessa. Pienjänniteverkon kustannusosuus arvioidaan sen perusteella sijaitseeko saneerattava kohde kaupungissa, taajamassa vai haja-asutusalueella. Yleissuunnitteluvaiheessa pyritään luomaan kokonaiskuva koko investointiohjelman hankkeista ja niiden kustannuksista. Koko ohjelman vaikutuksia toimitusvarmuuteen arvioidaan RNA-laskennan avulla. Investointiohjelman kohteet hyväksyy vuosittain yrityksen johtajisto.

5.5 Toteutussuunnitelmat

Investointikohteiden hyväksynnän jälkeen karkeista suunnitelmista tehdään tarkat toteutussuunnitelmat. Toteutussuunnitelmien tavoitteena on mitoittaa saneerattava pienjänniteverkko sekä saattaa suunnitelma siihen tilaan, että se on valmis toteutettavaksi. Pien-

jänniteverkon suunnittelua jatketaan yleissuunnitteluvaiheessa suunniteltuun keskijänniteverkkoon. Kuvassa 13 on esitetty periaatteellinen kuva toteutussuunnitelmasta.



KUVA 13. Toteutussuunnitelma.

Kuvan 13 mukaisessa toteutussuunnitelmassa pienjänniteverkon suunnittelu pitää sisälleen tarkastelun siitä, millä laajuudella pienjänniteverkkoa aiotaan saneerata kyseisen investointityön yhteydessä, pienjännitekaapeleiden, jako- ja haaroituskaappien mitoittamisen sekä suojauksen suunnittelun. Toteutussuunnitteluvaiheessa verkon käyttöturvallisuus ja määräystenmukaisuus varmistetaan laskelmilla. Suunnittelu digitoi myös muuntamoiden ja jakokaappien lähtöjen suunnat niin kuin ne tulevat maastossa olemaan. Lisäksi eri komponenteille tehdään tarvittavat toimenpiteet, joita ovat muun muassa muuntamoiden ja jakokaappien nimeäminen, tunnusten varaaminen, maadoitusten tavoitearvojen määrittely ja kompensointimuuntajien virran asetteluarvojen määrittely. Investointitöiden kokonaiskustannukset ja toteutusaikataulu tarkentuu kohdesuunnitelman valmistuessa. Toteutussuunnitelmat jalostuvat edelleen maastosuunnitteluvaiheessa, jolloin esimerkiksi kaapelireitit ja muuntamopaikat tarkentuvat.

6 VERKON NYKYTILA

Pohjois-Pohjanmaan alueella suuri osa taajamistakin on vielä ilmajohtoa, joten tämän työn korvausinvestointihankkeet keskittyvät alueluokittelun perusteella alueluokkiin 1-3, jotka ovat saneerattavien kohteiden priorisoinnissa etusijalla. Tarkoituksena on parantaa toimitusvarmuutta ja näin saada mahdollisimman paljon uusia asiakkaita sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin.

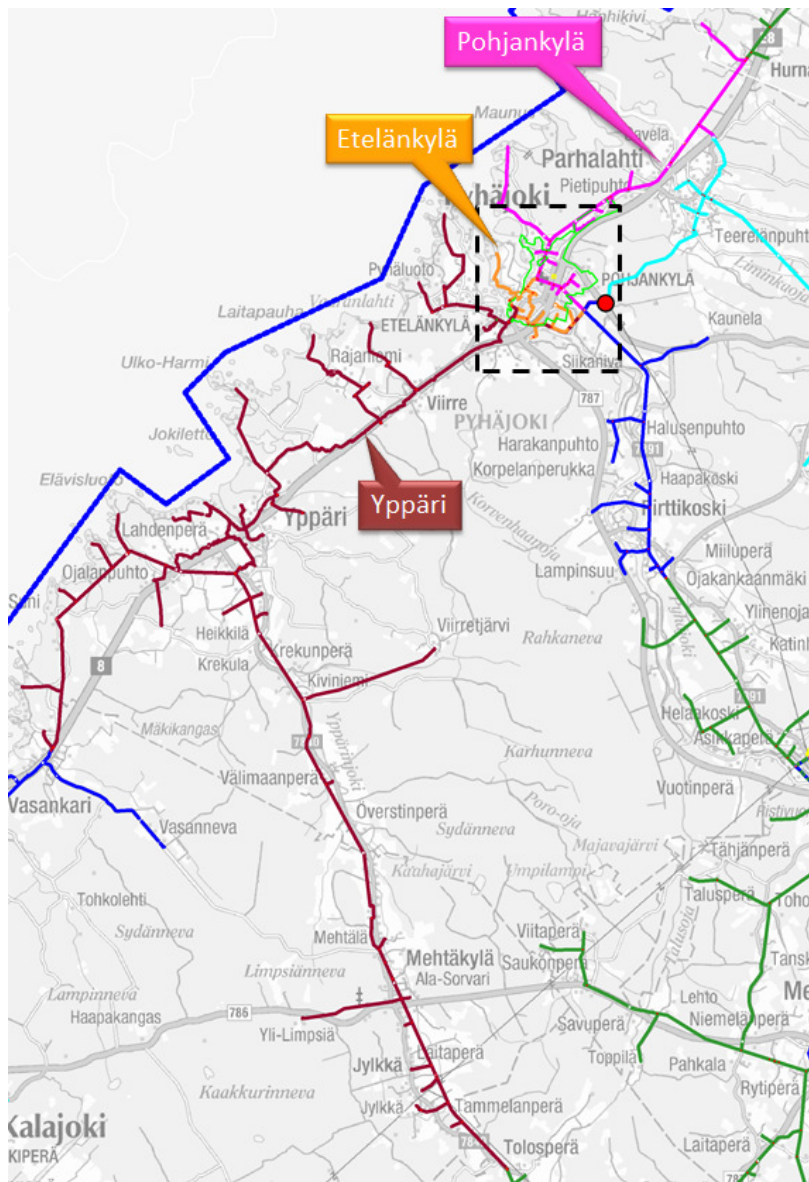
6.1 Pyhäjoki

Pyhäjoki on Pohjois-Pohjanmaan maakunnan rannikolla sijaitseva noin 3300 asukkaan kunta. Raahen seutukunnan muodostavat Pyhäjoen lisäksi Raahen ja Siikajoki. Seutukunnan asukasluku on noin 35 000. Pyhäjoen asukasmäärän on ennustettu laskevan hietaasti väestön ikääntyessä. Toisaalta Pyhäjoelle suunniteltu Fennovoiman ydinvoimahanke toteutuessaan piristää alueen toimintaa merkittävästi ja tuo alueelle uusia työpaikkoja runsaasti.

Pyhäjoen taajama sijaitsee jokisuistossa, mikä luo omat haasteensa sähköverkolle. Viime vuosina tulvat jäälauttoineen ovat aiheuttaneet alueella pylväiden kaatumista ja kunnon heikkenemistä. Tällaiset muutostekijät ovat myös merkittävä tekijä korvausinvestointikohteen valinnassa. Jokisuistossa on myös paljon suuria kiviä ja kalliota, mikä täytyy ottaa huomioon suunniteltaessa sähköverkkoa ja kaapelireittejä.

6.1.1 Johtopituudet ja kaapelointiaste

Pyhäjoen sähköasema sijaitsee taajaman läheisyydessä, joten Pyhäjoen asemakaava-alue kuuluu kuuden tunnin toimitusvarmuuden piiriin ja alueluokkaan 1. Kuvassa 14 on esitetty yleiskuva Pyhäjoen keskijänniteverkosta.



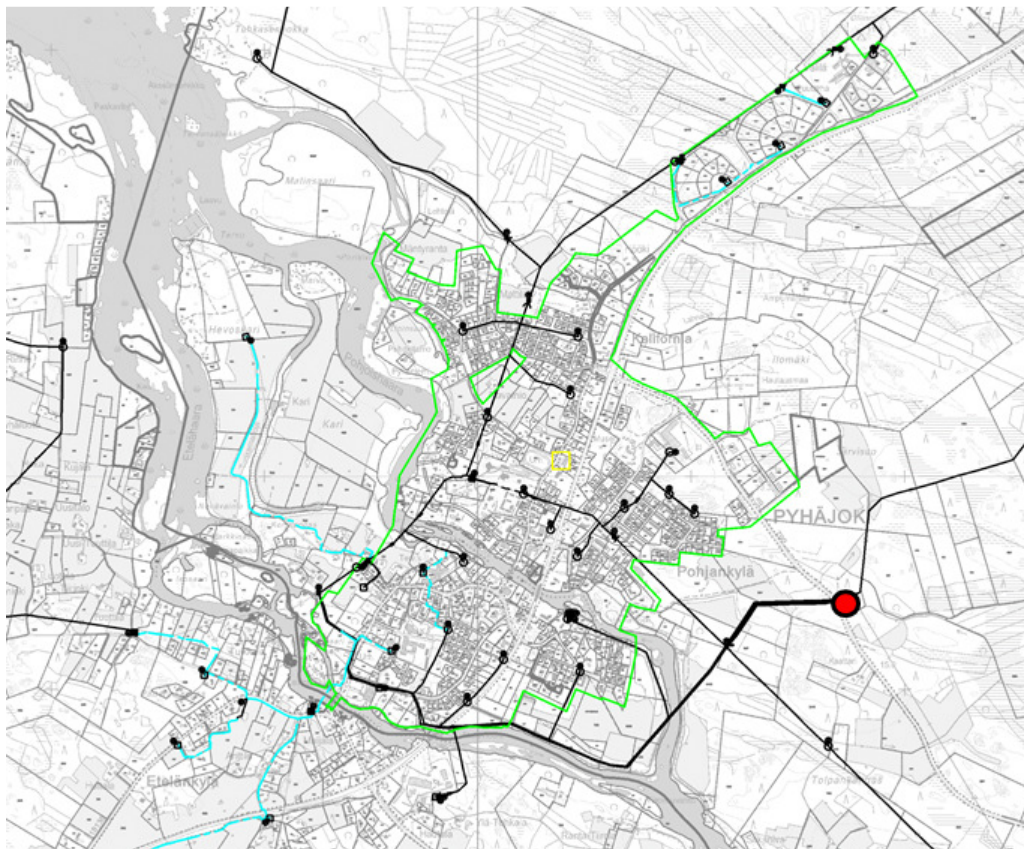
KUVA 14. Pyhäjoen keskijänniteverkko

Pyhäjoen kunnan asemakaava-alue näkyy kuvassa 14 vihreällä rajattuna ja suunnittelu-alue on rajattu mustalla katkoviivalla. Pyhäjoen sähköasema on esitetty punaisella ympyrällä. Sähköasemalta taajaman suuntaan lähtee kolme keskijännitelähtöä: Pohjankylä, joka kulkee taajaman pohjoisosan läpi ja jatkaa haja-asutusalueelle, Etelänkylä, joka on puhtaasti taajamalähtö ja Yppäri, mikä kulkee alkumatkan Etelänkylän lähdön kanssa taajaman eteläosan läpi, mutta jatkaa matkaa haja-asutusalueelle. Nämä kolme keskijännitelähtöä nimineen on korostettu kuvassa eri värein. Kaikkien kolmen lähdön kokonaisasiakasmäärä on 2216. Pyhäjoen lähes koko taajama on ilmajohtoverkkoa. Taulukossa 1 on esillä Pohjankylän, Etelänkylän ja Yppäriin lähtöjen johtopituudet sekä nykytilan kaapelointiasteet. Lisäksi on esitetty kaikkien lähtöjen yhteenlasketut johtopituudet sekä kokonaiskaapelointiaste.

TAULUKKO 1. Pyhäjoen lähtöjen johtopituudet ja kaapelointiasteet nykytilassa

Lähtö	Johtopituus yhteensä (km)	Maakaapeli (km)	Ilmajohto (km)	Kaapelointiaste (%)
05 PYJ_YPPÄRI	56,1	23,6	32,5	42,1
01 YPPÄRI_MEH	28,4	0,4	28	1,4
08 PYJ_ETELÄNKYLÄ	9,5	2,7	6,8	28,4
07 PYJ_POHJANKYLÄ	19,3	1,6	17,7	8,3
Yhteensä	113,3	28,3	85,0	25,0

Taulukossa 1 Yppärin lähdöllä olevan verkkokatkaisijan perässä oleva johto-osuus on eritelty erikseen kohdassa 01 YPPÄRI_MEH. Olemassa oleva 20 kV:n ilmajohtoverkko on pääosin avojohtoa, mutta verkosta löytyy myös PAS-linjaa sekä hieman harvinaisempaa riippukierrekaapelia. Kokonaiskaapelointiaste nykytilanteessa näillä kolmella lähdöllä yhteensä on 25 %. Suunnittelualueen nykyverkko on esitetty kuvassa 15.

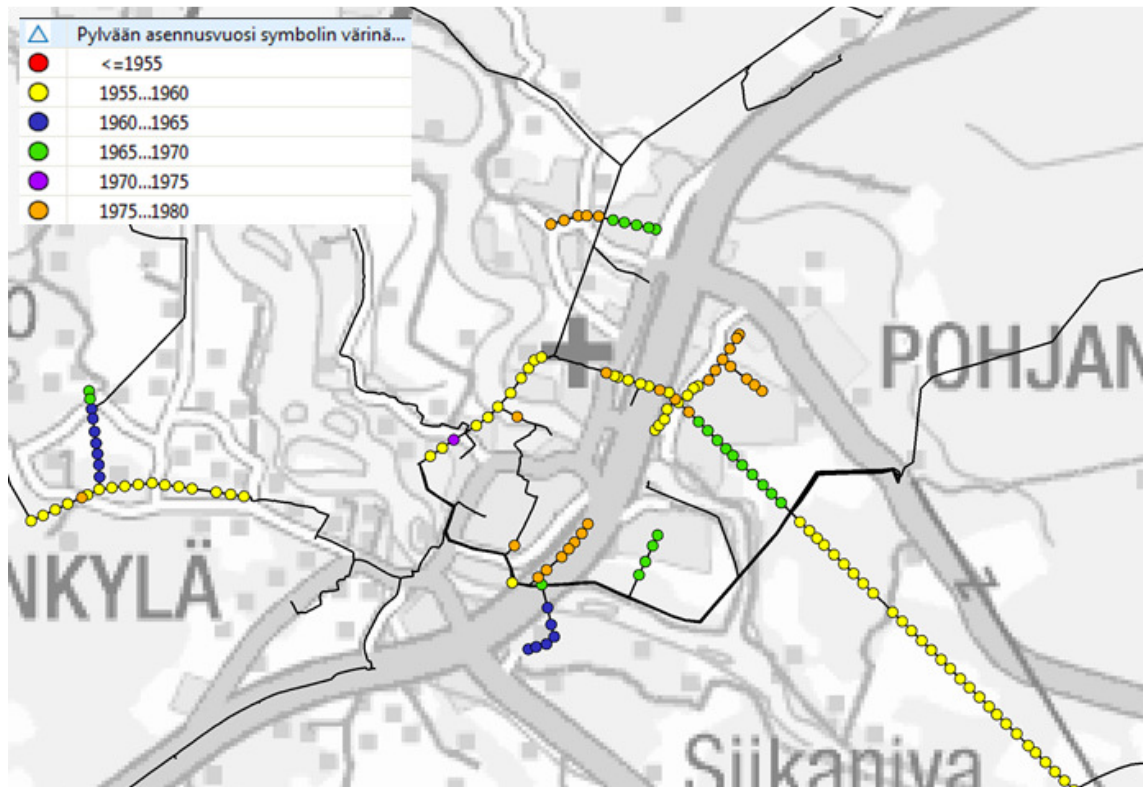


KUVA 15. Pyhäjoen taajaman verkko nykytilassa

Asemakaava-alue näkyy kuvassa 15 vihreällä rajattuna, Pyhäjoen sähköasema punaisena ympyränä, ilmajohtoverkko mustalla ja maakaapelit turkoosilla korostettuna. Kuvas-
ta nähdään hyvin, että kaapelointiaste taajamassa verkon nykytilassa on alhainen.

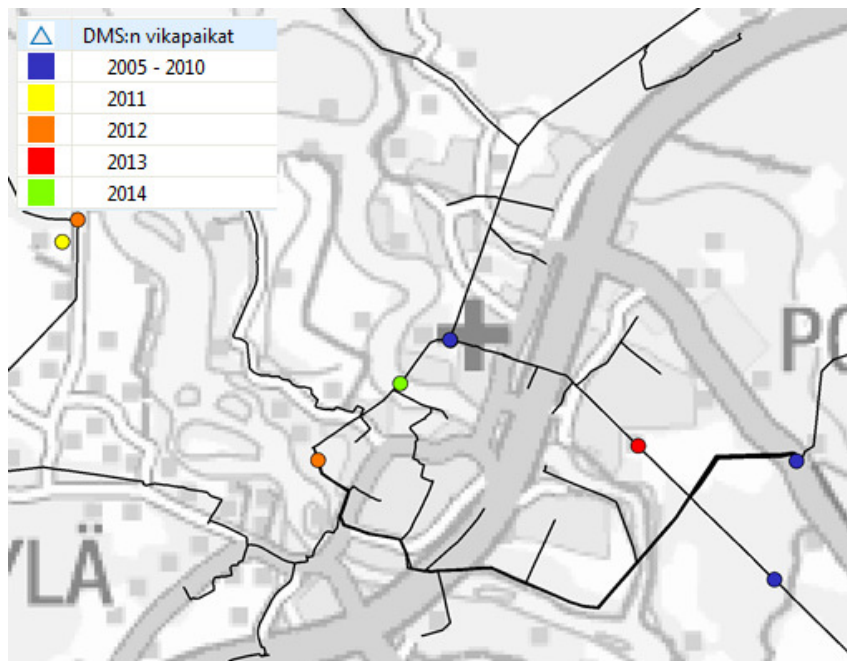
6.1.2 Verkon kunto ja luotettavuus

Verkon kuntoa ja luotettavuutta voidaan tutkia monesta eri näkökulmasta, jotka kaikki osaltaan vaikuttavat kohdevalintaan. Pyhäjoen taajama-alueen verkon ikää voidaan analysoida helposti pylväänasennusvuosien mukaan tehdyllä analyysillä. Pyhäjoen alueen pylväiden ikärakenne on esitetty kuvassa 16.



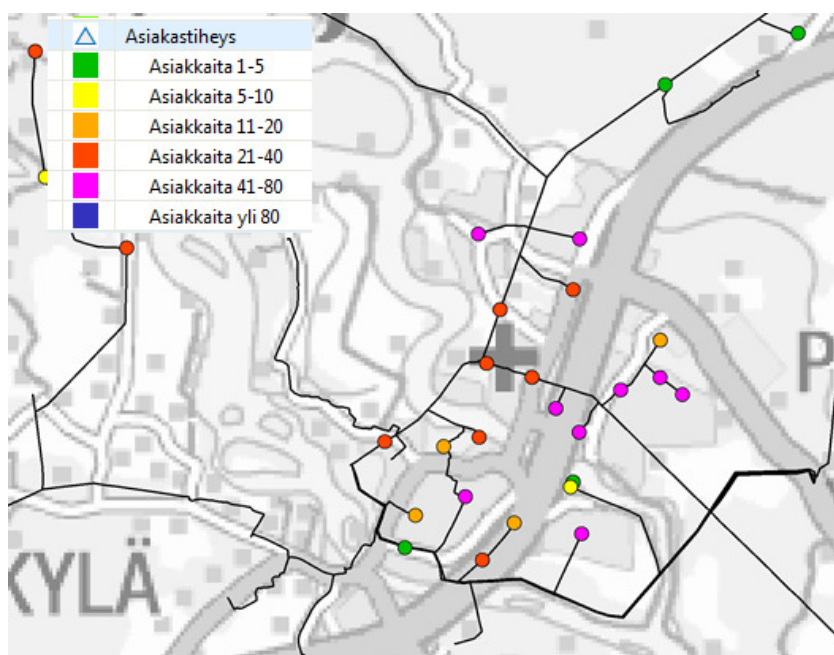
KUVA 16. Pylväänasennusvuodet Pyhäjoella

Kuvasta 16 nähdään, että Pyhäjoen asemakaava-alueella on runsaasti vanhoja pylväitä. Verkko on monilta osin 50–60-luvuilla rakennettua ja on ikänsä puolesta saneerauksen tarpeessa. Verkon kuntoa analysoidaan myös vikapaikka-analyysin avulla. Pyhäjoen alueen käytöntukijärjestelmään kirjatut vikapaikat näkyvät kuvassa 17.



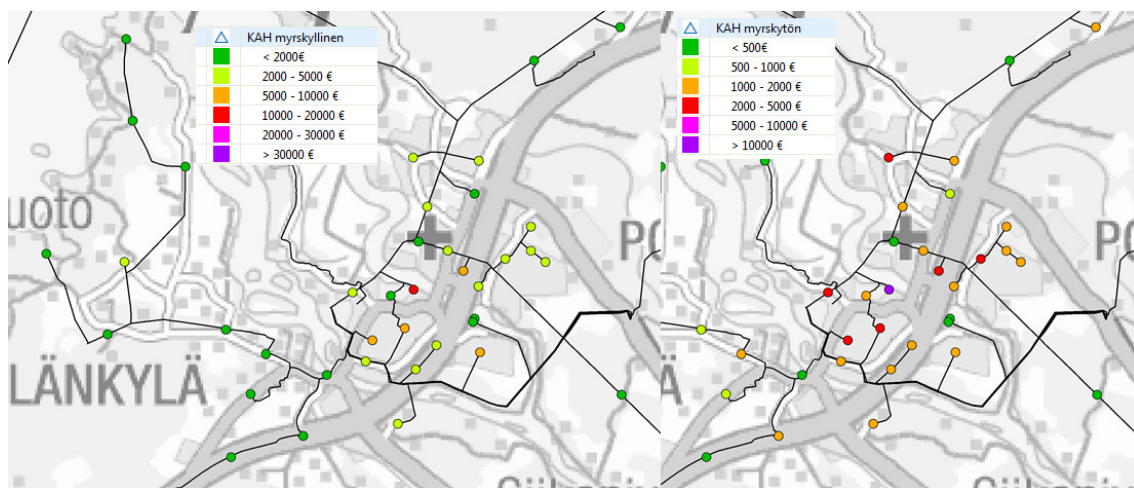
KUVA 17. Toteutuneet vikapaikat Pyhäjoella

Analyysistä havaitaan, että myös taajama-alueella on viimevuosina ollut vikoja. Vikojen vähentäminen ja tätä kautta toimitusvarmuuden parantaminen alueella on erittäin tärkeä kriteeri investointikohteen valinnassa. Ei säävarmojen muuntamoiden analyysia hyödynnetään kohdevalinnassa asiakasvaikutuksia arvioidessa. Verkon nykytilassa kaikki Pyhäjoen sähköasemalta lähtevät keskijännitelähdöt ovat ilmajohtoa, joten säävarma-asiakkaita ei Pyhäjoella vielä ole. Muuntamokohtaiset asiakasmäärät Pyhäjoella on esitetty kuvassa 18.



KUVA 18. Ei säävarmat muuntamot asiakastiheyden perusteella luokiteltuna.

Analyysin perusteella huomataan, että Pyhäjoen taajaman alueella muuntamoiden asiakasmäärät ovat melko suuria, näin ollen pienellä alueella aikaansaadaan laajoja asiakasvaikutuksia saneerattaessa verkkoa. Muuntamokohtaiset keskeytyksistä aiheutuneen haitan toteumat vuosilta 2011–2014 Pyhäjoen alueella on esitetty kuvassa 19. Kuvassa KAH-toteumat on esitetty sekä myrskyn vaikutukset huomioiden että ilman.



KUVA 19. Muuntamokohtainen KAH-toteuma Pyhäjoen alueella vuosilta 2011–2014

Analyysistä huomataan muutaman muuntopiirin aiheuttavan erityisen paljon keskeytyskustannuksia alueella. Myrskyt eivät alueen keskeytyskustannuksia ole merkittävästi lisänneet, mutta normaaliolosuhteissakin kustannuksia kertyy melko paljon.

Verkon nykytilan luotettavuutta on arvioitu RNA-laskennasta saatavien toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen avulla. RNA-laskentasovellus on parametroitu kuvaamaan normaalivuotta ja suurhäiriövuotta erikseen. Normaalivuoden parametrit perustuvat vuosien 2007–2009 ja 2012 vikatilastoista saatuihin keskiarvoihin ja suurhäiriövuoden parametrit vuosien 2010 ja 2011 vikatilastojen keskiarvoihin. (Hakala 2013, 37.)

RNA-laskennalla tarkastellaan kokonaisuuksia, joten tässä työssä RNA-laskennan tuloksia käsitellään pääosin kaikkien työhön liittyvien lähtöjen osalta kokonaisuutena. Näin saadaan selville korvausinvestointityön vaikutus koko alueeseen, vaikka kaapelointia tehdään vain taajama-alueella. RNA-laskennalla saadut KAH-kustannukset perustuvat keskiarvoihin, joten ne eivät täysin vastaa todellisia kyseisten lähtöjen toteutuneita kustannuksia. RNA-laskennasta saatujen sähkön toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen arvot sekä KAH-euroarvo verkon nykytilassa normaalina ja suurhäiriövuotena on esitetty taulukossa 2.

TAULUKKO 2. Pyhäjoen alueen verkon nykytilan luotettavuus ja KAH.

Nykytila normaalivuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
05 PYJ_YPPÄRI	3,5	1,7	0,5	18583,7
07 PYJ_POHJANKYLÄ	1,5	1,3	0,9	11873,9
08 PYJ_ETELÄNKYLÄ	1,0	1,3	1,4	6221,1
Yhteensä	2,4	1,5	0,8	14167,3
Nykytila suurhäiriövuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
05 PYJ_YPPÄRI	6,7	6,7	1,0	69883,5
07 PYJ_POHJANKYLÄ	2,9	5,4	1,9	49767,7
08 PYJ_ETELÄNKYLÄ	1,5	5,3	3,4	31329,3
Yhteensä	4,5	6,0	1,7	56403,2

Taulukossa 2 on esitetty kunkin lähdön verkon luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut erikseen sekä kokonaisuutena. Kokonaisuutta kuvaavat tunnusluvut on saatu laskemalla asiakasmäärällä painotettu keskiarvo. Nykytilasta voidaan havaita keskeytyskustannusten olevan suurhäiriövuonna noin nelinkertaiset verrattuna normaalivuoteen. Keskeytysten määrä ja kesto aika ovat myös huomattavasti suuremmat suurhäiriövuonna kuin normaalitilanteessa.

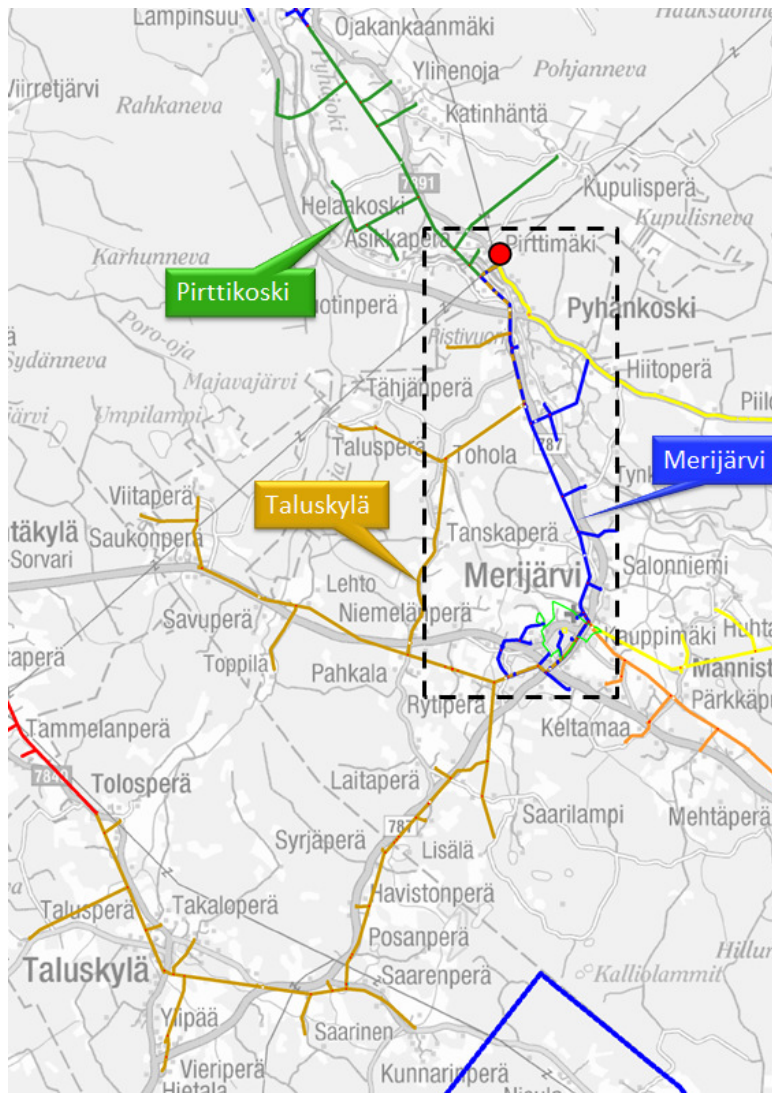
6.2 Merijärvi

Merijärvi on Pohjois-Pohjanmaalla sijaitseva noin 1200 asukkaan maaseutukunta. Merijärvi sijaitsee Pohjois-Pohjanmaan maakunnan eteläosassa Pyhäjoen varrella ja sen naapurikuntia ovat Alavieska, Kalajoki, Oulainen, Ylivieska ja Pyhäjoki.

Merijärven maasto ei ole yhtä alavaa kuin Pohjanmaalla yleisesti, mutta korkeuserot eivät täälläkään kuitenkaan kovin suuria ole. Alueen kallioperä luo oman haasteensa sähköverkkoja ja erityisesti kaapelireittejä suunniteltaessa.

6.2.1 Johtopituudet ja kaapelointiaste

Merijärven sähköasema sijaitsee noin kahdeksan kilometrin päässä Merijärven taajamasta. Merijärven asemakaava-alue kuuluu näin ollen alueluokkaan 3 ja sitä syöttävä runkojohto alueluokkaan 2. Sekä runkojohto että taajama-alue kuuluvat kuuden tunnin toimitusvarmuuden piiriin. Kuvassa 20 on esitetty yleiskuva Merijärven keskijänniteverkosta.



KUVA 20. Merijärven keskijänniteverkko

Merijärven kunnan asemakaava-alue näkyy kuvassa 20 vihreällä rajattuna. Suunnittelu-alue on rajattu mustalla katkoviivalla ja Merijärven sähköasema on esitetty punaisella ympyrällä. Sähköasemalta taajaman suuntaan lähtee kaksi keskijännitelähtöä: Merijärvi, mikä koostuu taajamaa syöttävästä runkojohdosta ja taajama-alueesta sekä Taluskylä, mikä kulkee alkumatkan Merijärven lähdön kanssa samaa reittiä, mutta jatkaa matkaansa haja-asutusalueelle. Työhön liittyvä kolmas keskijännitelähtö Pirttikoski lähtee Merijärven sähköasemalta samaa reittiä Taluskylän ja Merijärven lähdön kanssa Pyhäjoen yli, joten lähdön alkuosa on järkevää saneerata saman työn yhteydessä. Nämä kolme keskijännitelähtöä nimineen on korostettu kuvassa eri värein. Kaikkien kolmen keskijännitelähdön yhteenlaskettu asiakasmäärä on 716. Taulukossa 3 on esillä Pirttikosken, Taluskylän ja Merijärven lähtöjen johtopituudet sekä nykytilan kaapelointiasteet. Lisäksi on esitetty kaikkien lähtöjen yhteenlasketut johtopituudet sekä kokonaiskaapelointiasteet.

TAULUKKO 3. Merijärven lähtöjen johtopituudet ja kaapelointiasteet nykytilassa

Lähtö	Johtopituus yhteensä (km)	Maakaapeli (km)	Ilmajohto (km)	Kaapelointiaste (%)
06 MEJ_MERJÄRVI	18	0,8	17,2	4,4
04 MEJ_TALUSKYLA	50	0,8	49,2	1,6
05 MEJ_PIRTNIKOSKI	16,9	0,4	16,5	2,4
Yhteensä	84,9	2,0	82,9	2,4

Taulukosta 3 nähdään Merijärven kaapelointiasteen olevan nykytilassa alhainen. Ole-massa oleva ilmajohto on lähes kokonaan avojohtoverkkoa, mutta myös PAS-linjaa on noin viidesosa verkosta. Suunnittelualueen verkon nykytila on esitetty kuvassa 21.

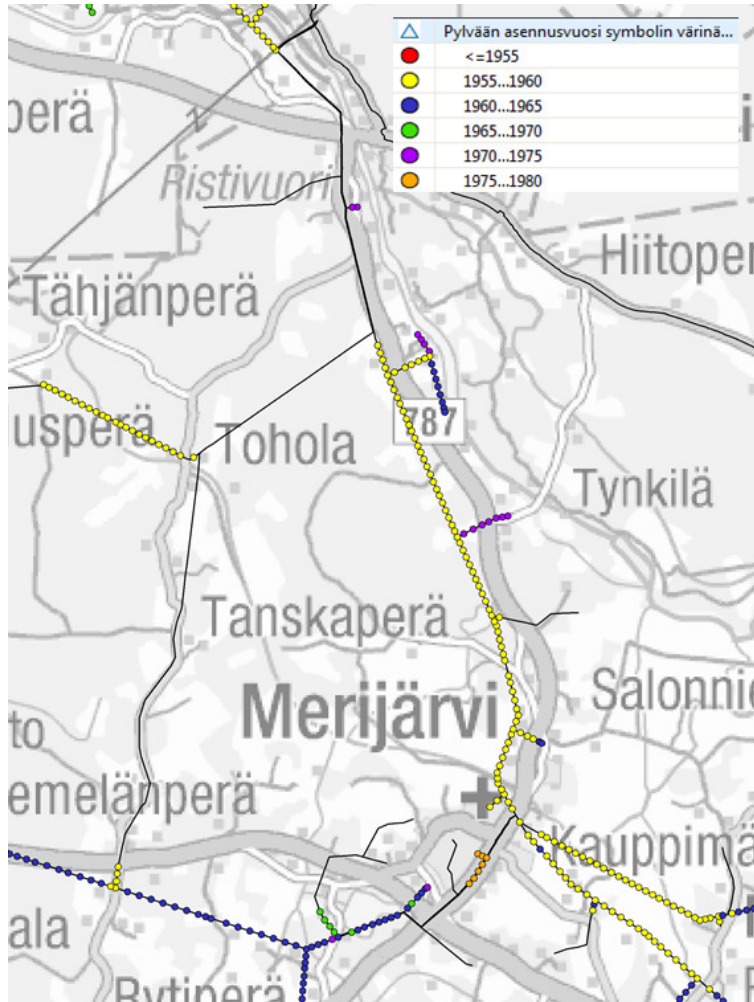


KUVA 21. Merijärven alueen verkko nykytilassa

Asemakaava-alue näkyy kuvassa 21 vihreällä rajattuna, Merijärven sähköasema punai-sena ympyränä, ilmajohtoverkko mustalla ja maakaapelit turkoosilla värillä. Kuvasta nähdään hyvin, että Merijärven suuntaan lähtevät lähdöt ovat vielä lähes kokonaan ilma-johtoa.

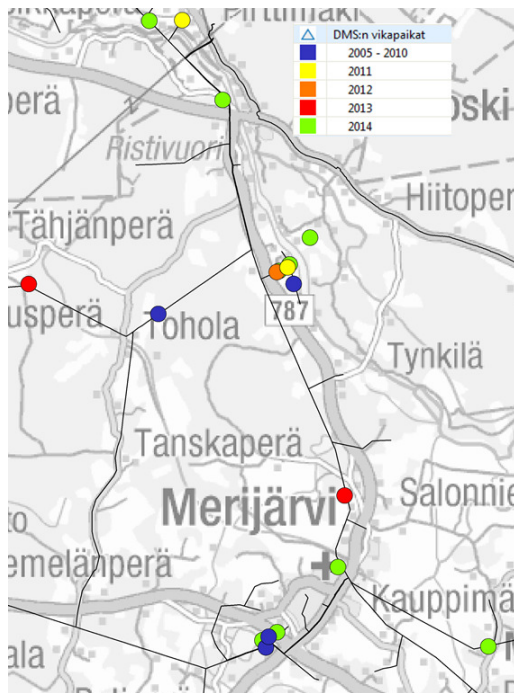
6.2.2 Verkon kunto ja luotettavuus

Merijärven aluetta on analysoitu samoilla perusteilla Pyhäjoen taajama-alueen kanssa. Verkon ikää on analysoitu pylväänasennusvuosien mukaan tehdyllä analyysillä. Merijärven alueen pylväiden ikärakenne on esitetty kuvassa 22.



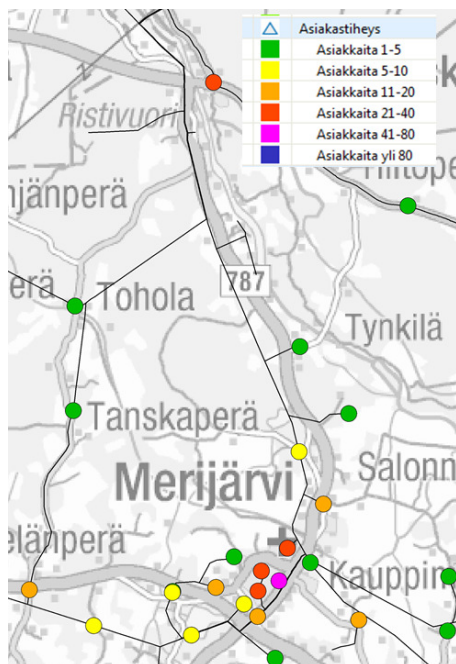
KUVA 22. Pylväänasennusvuodet Merijärvellä

Kuvasta 22 nähdään, että Merijärven asema-kaava-alueella on paljon 1960–1970 välillä rakennettuja pylväitä. Taajamaa syöttävä runkojohto on pääosin 1950-luvulta. Ikärakenteensa puolesta verkko onkin jo saneerauksen tarpeessa. Verkon kuntoa on analysoitu myös vikapaikka-analyysin avulla. Merijärven alueen käytöntukijärjestelmään kirjatut vikapaikat vuosilta 2005–2014 näkyvät kuvassa 23.



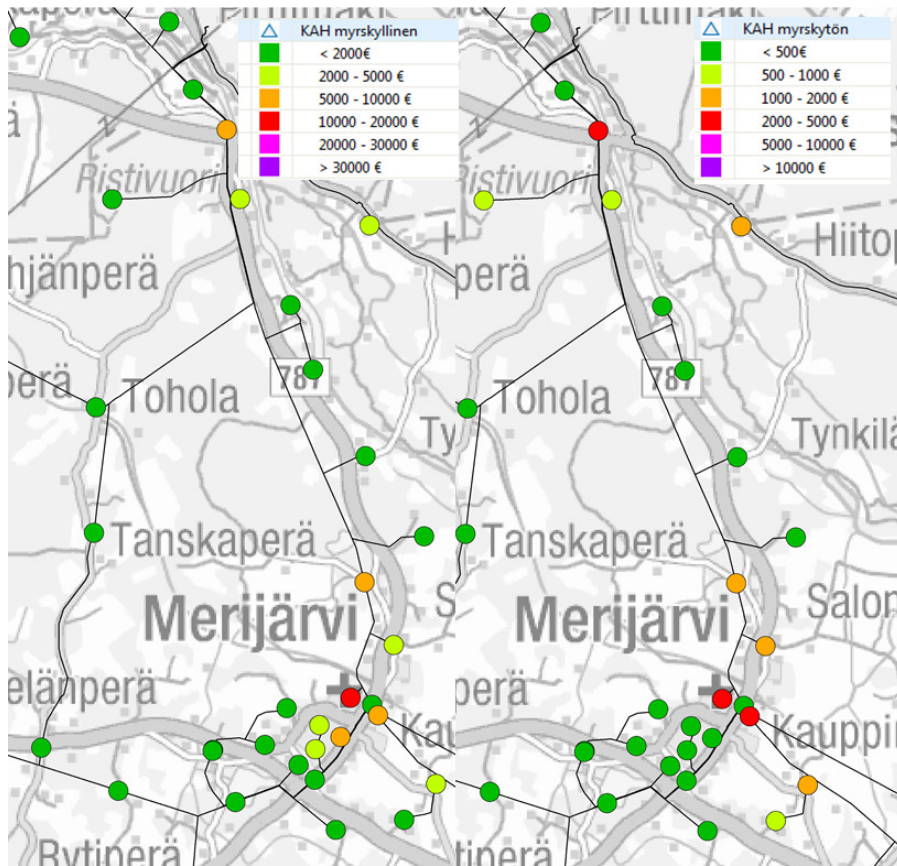
KUVA 23. Toteutuneet vikapaikat Merijärvellä

Analyysistä havaitaan, että sekä taajama-alueella että runkojohdolla on ollut useita vikapaikkoja viime vuonna. Vikoja vähentämällä voidaan parantaa alueen sähkönjakelun laatua merkittävästi. Ei säävarmojen muuntamoiden analyysillä on analysoitu kohteen asiakasvaikutuksia. Nykytilassa kaikki Merijärven sähköasemalta lähtevät keskijännitelähdöt ovat ilmajohtoa, joten säävarma-asiakkaita ei Merijärvellä vielä ole. Muuntamo-kohtaiset asiakasmäärät Merijärvellä on esitetty kuvassa 24.



KUVA 24. Ei säävarmat muuntamot asiakastiheyden perusteella luokiteltuna.

Analyysistä nähdään, asiakasmäärien olevan Merijärven alueella yleisesti melko pieniä, mutta kuitenkin asemakaava-alueella sijaitsevilla muuntamoilla on huomattavasti enemmän asiakkaita kuin haja-asutusalueella. Muuntamokohtaiset keskeytyksistä aiheutuneen haitan toteumat vuosilta 2011–2014 Merijärven alueella on esitetty kuvassa 25. Kuvassa KAH-toteumat on esitetty sekä myrskyn vaikutukset huomioiden että ilman.



KUVA 25. Muuntamokohtainen KAH-toteuma Merijärven alueella vuosilta 2011–2014

Analyysistä nähdään muutaman muuntopiirin aiheuttavan melko paljon kustannuksia alueella sekä myrskyllisenä että myrskyttömänä aikana. Suurimmassa osassa muuntamoista keskeytyskustannukset ovat kuitenkin maltilliset.

Verkon nykytilan luotettavuutta on arvioitu RNA-laskennasta saatavien toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen avulla. RNA-laskentasovelluksen parametrit on aseteltu samoin kuin Pyhäjoen alueen luotettavuutta analysoitaessa. RNA-laskennan tuloksia käsitellään pääosin kaikkien työhön liittyvien lähtöjen osalta kokonaisuutena. Näin saadaan selville korvausinvestointityön vaikutus koko alueeseen, vaikka kaapelointia tehdään osalla lähdöistä vain lähdön alkupäässä. RNA-laskennalla saadut KAH-kustannukset perustuvat keskiarvoihin, joten ne eivät täysin vastaa todellisia kyseisten

lähtöjen toteutuneita kustannuksia. RNA-laskennasta saatujen sähkön toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen arvot sekä KAH-euroarvo verkon nykytilassa normaalina ja suurhäiriövuotena on esitetty taulukossa 4.

TAULUKKO 4. Merijärven alueen verkon nykytilan luotettavuus ja KAH

Nykytila normaalivuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
04 MEJ_TALUSKYLÄ	4,1	3,5	0,8	11388,2
05 MEJ_PIRTTIKOSKI	1,7	3,2	1,8	2635,3
06 MEJ_MERIJÄRVI	1,6	1,4	0,9	6226,3
Yhteensä	2,6	2,5	1,0	7788,2
Nykytila suurhäiriövuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
04 MEJ_TALUSKYLÄ	8,2	15,9	1,9	53772,2
05 MEJ_PIRTTIKOSKI	3,3	14,6	4,5	12826,3
06 MEJ_MERIJÄRVI	3,1	5,9	1,9	26599,1
Yhteensä	5,2	11,2	2,3	35566,5

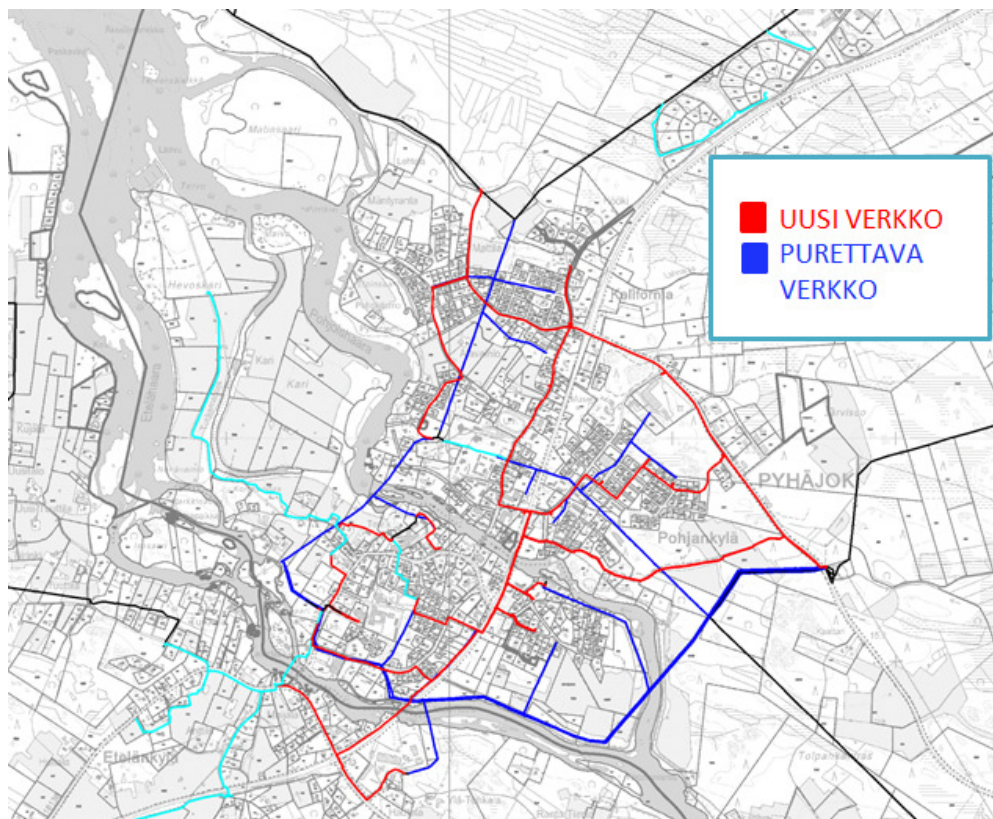
Taulukossa 4 on esitetty kunkin lähdön verkon luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut erikseen sekä kokonaisuutena. Kokonaisuutta kuvaavat tunnusluvut on saatu laskemalla asiakasmäärällä painotettu keskiarvo. Verkon nykytilasta voidaan havaita keskeytyskustannusten olevan suurhäiriövuonna yli nelinkertaiset normaalivuoteen nähden. Keskeytysten määrä ja kesto aika ovat myös huomattavasti suuremmat suurhäiriövuonna kuin normaalitilanteessa. Lisäksi voidaan havaita keskeytysten määrän ja keston olevan Merijärvellä huomattavasti suurempi kuin Pyhäjoen alueella erityisesti suurhäiriövuonna. Tämä johtuu Merijärven taajaman sijainnista sähköasemaan nähden. Pitkä taajamaa syöttävä runkojohto kulkee suurelta osin metsässä, mikä tekee siitä vika-alttiin erityisesti myrskyillä.

7 VERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMAT

Pyhäjoelle ja Merijärvelle on laadittu verkon kehittämissuunnitelmat, sähkömarkkina-
laissa esitettyihin vaatimuksiin peilaten. Tavoitteena on parantaa alueiden toimitusvar-
muutta ja vähentää luonnonilmiöiden vaikutuksia verkkoon rakentamalla säävarmaa
verkkoa.

7.1 Pyhäjoki

Pyhäjoen taajaman saneeraus toteutetaan kokonaisuudessaan kaapeloimalla keskijänni-
teverkkoa Elenian periaatteiden mukaisesti. Pienjänniteverkkoa kaapeloidaan siltä osin,
kun se tämän työn yhteydessä on kannattavaa. Kuvassa 26 on esitetty Pyhäjoen taaja-
man kaapelointisuunnitelma kokonaisuudessaan.



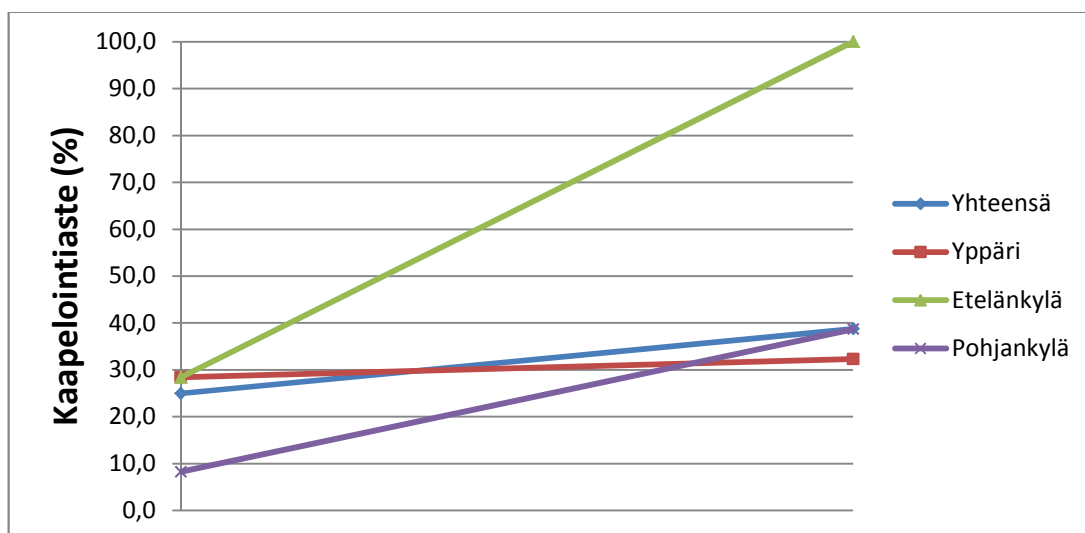
KUVA 26. Pyhäjoen taajaman kaapelointisuunnitelma

Sähköasemalta lähtevät ilmajohtot puretaan kolmen lähdön osalta metsä- ja peltoalueil-
ta ja kaapeloidaan tienvarsiin. Pohjankylän lähtö syöttää edelleen Pyhäjoen taajaman

pohjoisosaa ja liittyy ilmajohtoon taajama-alueen päättyessä. Etelänkylän lähtö syöttää taajaman eteläosaa. Yppärin lähtö kulkee Etelänkylän lähdön kanssa samaa reittiä ja liittyy Yppäriin menevään kaapeliin taajaman eteläosassa. 20 kV:n kaapelointimäärä suunnitelmalla on 16 km ja uusia muuntamoita rakennetaan 21 kappaletta. Tarkemmat suunnitelmakuvat on esitetty liitteessä 1.

7.1.1 Kaapelointiasteen kehitys

Korvausinvestointihankkeen myötä Pyhäjoen alueen kaapelointiaste kasvaa. Kuviossa 16 on esitetty Pohjankylän, Etelänkylän ja Yppärin lähtöjen kaapelointiasteiden sekä kaikkien lähtöjen kokonaiskaapelointiasteen kehitys lähtö- ja lopputilanteen välillä.



KUVIO 16. Kaapelointiasteen kehittyminen Pyhäjoella

Kuviosta 16 nähdään kokonaiskaapelointiasteen nousevan Pyhäjoen alueella 25 prosentista 39 prosenttiin. Yppärin lähdön kaapelointiaste kasvaa 44 prosentista 49 prosenttiin, Pohjankylän lähdön kaapelointiaste 8 prosentista 39 prosenttiin ja Etelänkylän kaapelointiaste nousee 28 prosentista 100 prosenttiin.

7.1.2 Toimitusvarmuuden paraneminen

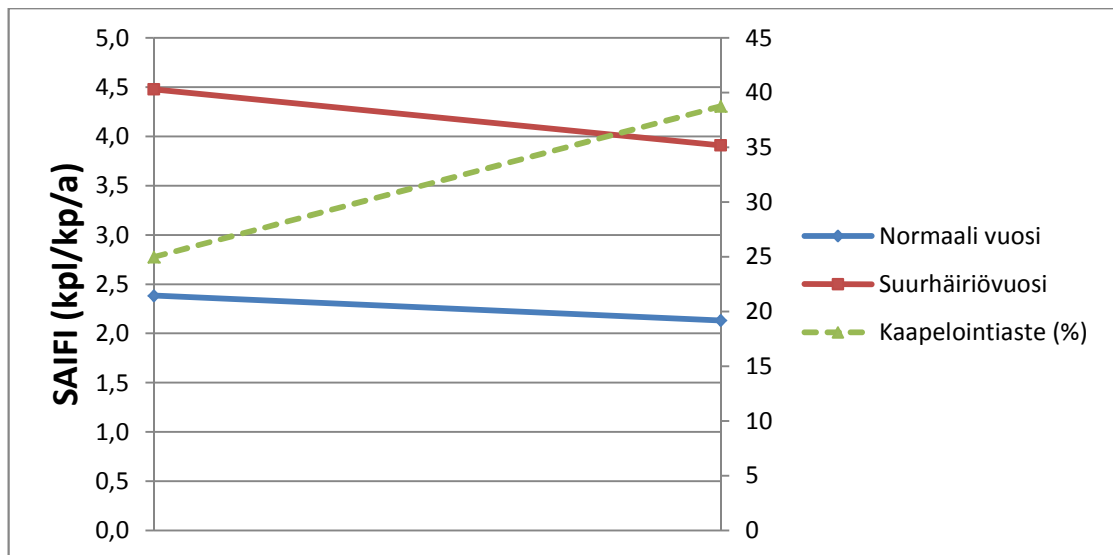
Suurimmat asiakasvaikutukset kaapelointihankkeella saadaan aikaan, kun kaapeloidaan keskijännitelähtöjä järjestelmällisesti sähköasemalta lähtien. Koko taajama-alue kaape-

loidaan haja-asutusalueelle asti, jossa verkko jatkuu ilmajohtona. Haja-asutusalueiden ilmajohtoverkot eivät ole priorisointiperiaatteiden mukaan kriittisimpiä kohteita, siksi alueen kaikkia keskijännitelähtiä ei tällä työllä kaapeloida kokonaan. Lisäksi työn kokuokka kasvaisi liian suureksi kaapeloitaessa kaikki lähdöt. Kaapelin ja ilmajohton liitoskohtaan laitetaan kaukokäyttöerotin, jotta ilmajohto saadaan vikaantuessaan erotettua nopeasti verkosta. Tällä tavoin melko vähäisellä kaapelointimäärällä saadaan paljon uusia säävarma-asiakkaita ja käyttöpaikkoja sähkömarkkinalain määrittämien laatuvaatimusten piiriin. Kaapelointihankkeella uusia asiakkaita sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saadaan 1787. Kaikkien kolmen lähdön kokonaisasiakasmäärästä säävarma-asiakkaiksi saadaan siis 81 prosenttia, vaikka kaapelointia tehdään ainoastaan taajama-alueella. Toimitusvarmuuden paranemista alueella voidaan tarkastella myös muilla mittareilla. Taulukossa 5 on esitetty Pyhäjoen alueella käsiteltyjen kolmen keskijännitelähdön RNA-laskennasta saatujen sähkön toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen arvot sekä KAH-euroarvo lopputilanteessa normaalina ja suurhäiriövuotena.

TAULUKKO 5. Pyhäjoen alueen lopputilanteen luotettavuus ja KAH

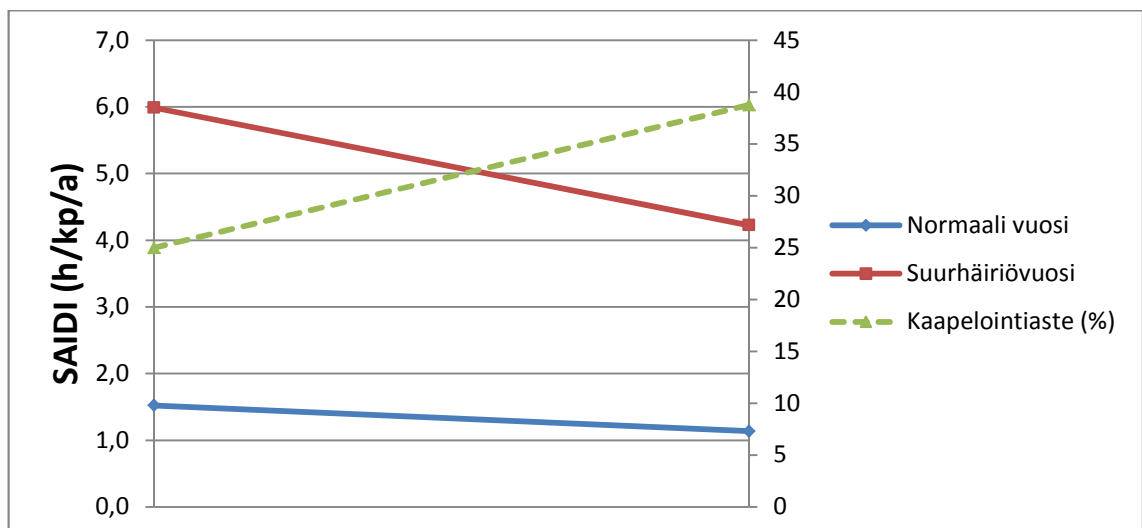
Lopputilanne normaalivuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
05 PYJ_YPPÄRI	3,4	1,7	0,5	18899,4
07 PYJ_POHJANKYLÄ	1,2	0,7	0,6	8085,6
08 PYJ_ETELÄNKYLÄ	0,3	0,2	0,7	1080,8
Yhteensä	2,1	1,1	0,6	12193,9
Lopputilanne suurhäiriövuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
05 PYJ_YPPÄRI	6,4	6,6	1,0	70202,9
07 PYJ_POHJANKYLÄ	2,2	2,8	1,3	29807,6
08 PYJ_ETELÄNKYLÄ	0,3	0,3	0,9	1661,3
Yhteensä	3,9	4,2	1,1	44859,4

Taulukoiden 2 ja 5 perusteella voidaan havaita KAH-kustannusten kasvaneen Yppäriin lähdöllä hieman alkutilanteeseen nähden sekä normaali- että suurhäiriövuonna, mutta tämä selittyy Yppäriin lähdön asiakasmäärän kasvulla, kun Etelänkylän asiakkaista osa siirrettiin Yppäriin lähdölle. Pohjankylän lähdön KAH-kustannukset sen sijaan pienenevät 32 prosenttia normaalivuonna ja 40 prosenttia suurhäiriövuonna. Etelänkylän lähdön kustannukset laskivat normaalivuonna 83 prosenttia ja suurhäiriövuonna 95 prosenttia lähtötilanteesta. Työn kokonaisvaikutusta alueella on tarkasteltu lähtöjen asiakasmäärillä painotetuilla keskiarvoilla. Kuviossa 17 on esitetty keskeytysten keskimääräisen lukumäärän kehitys asiakkaalla vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaapelointiasteen kasvaessa.



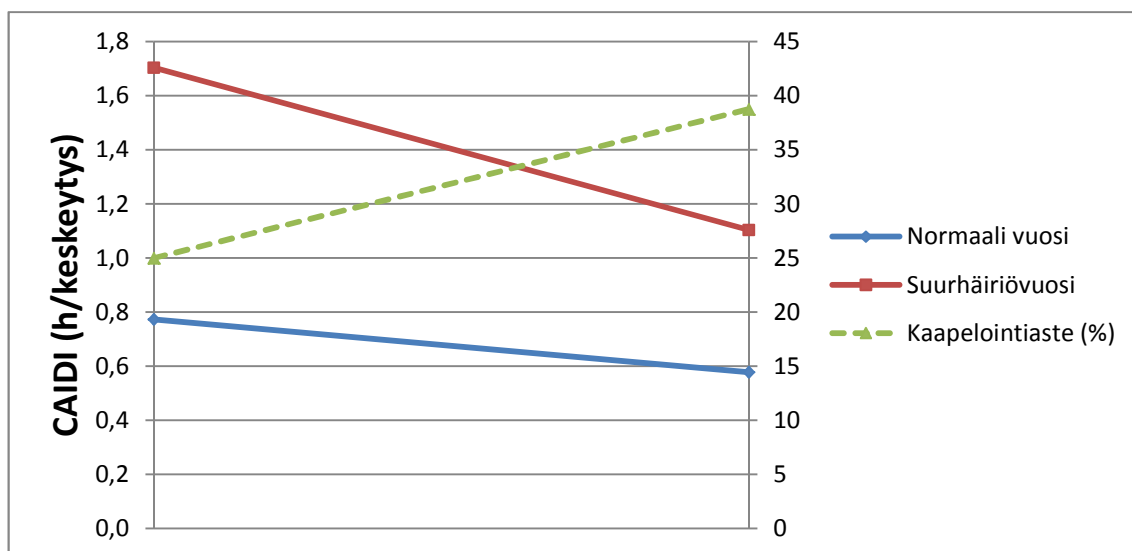
KUVIO 17. SAIFI:n kehitys Pyhäjoella kaapelointiasteen noustessa

Kuviosta 17 nähdään, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 25 prosentista 39 prosenttiin, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä asiakkaalla vuodessa pienenee 0,3 kappaleella normaalivuonna ja 0,6 kappaleella suurhäiriövuonna. Prosentuaalisesti tämä tarkoittaa, että kaapelointiasteen kasvaessa 14 prosenttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskimääräinen lukumäärä asiakkaalla vuodessa 13 prosenttia sekä normaalivuotena että suurhäiriövuonna. Keskeytysten keskimääräisen kokonaiskestoajan kehitys asiakkaalla vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaapelointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 18.



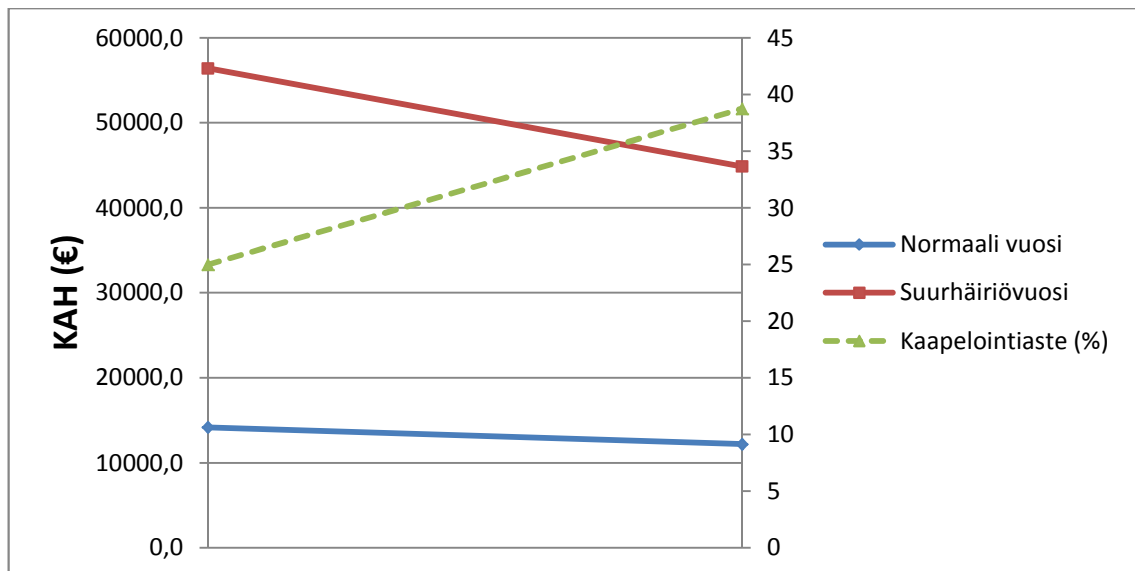
KUVIO 18. SAIDI:n kehitys Pyhäjoella kaapelointiasteen noustessa

Kuviosta 18 voidaan havaita, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 25 prosentista 39 prosenttiin, keskeytysten keskimääräinen kesto aika asiakkaalla vuodessa pienenee 0,4 tuntia normaalivuonna ja 1,8 tuntia suurhäiriövuonna. Prosentuaalisesti kaapelointiasteen kasvaessa 14 prosenttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskimääräinen kesto aika asiakkaalla vuodessa 27 prosenttia normaalivuotena ja 30 prosenttia suurhäiriövuonna. Keskeytysten keskipituuden kehitys vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaapelointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 19.



KUVIO 19. CAIDI:n kehitys Pyhäjoella kaapelointiasteen noustessa

Kuvion 19 perusteella voidaan huomata kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 25 prosentista 39 prosenttiin, keskeytysten keskipituuden laskevan 0,2 tuntia normaalivuonna ja 0,6 tuntia suurhäiriövuotena. Prosentuaalisesti siis kaapelointiasteen kasvaessa 14 prosenttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskipituus 25 prosenttia normaalivuotena ja 35 prosenttia suurhäiriövuonna. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan kehitys Pyhäjoen alueella kaapelointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 20.

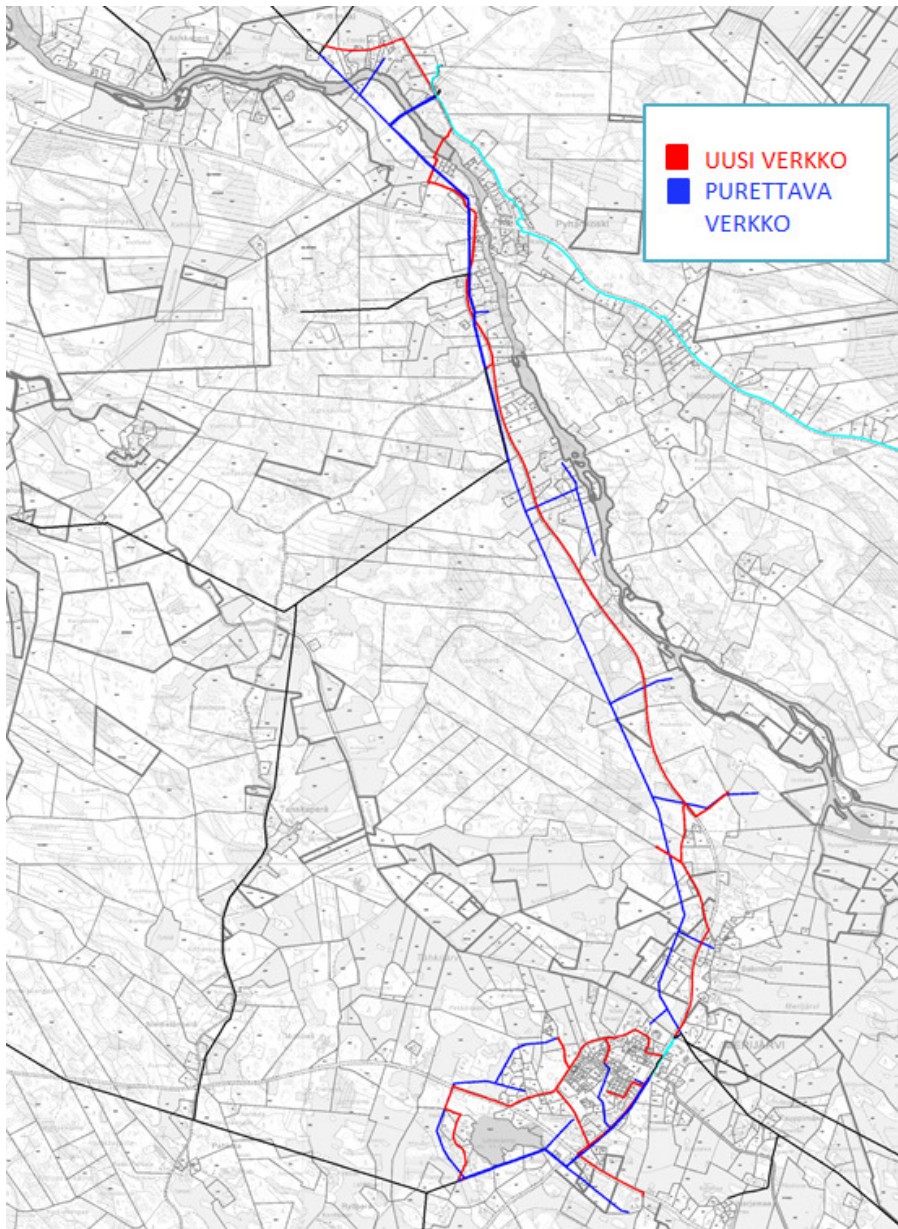


KUVIO 20. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan kehittyminen Pyhäjoella kaapelointiasteen noustessa

Kuviosta 20 nähdään, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 25 prosentista 39 prosenttiin, keskeytyksistä aiheutunut haitta pienenee Pyhäjoen alueella vuodessa 14 prosenttia normaalivuonna ja 20 prosenttia suurhäiriövuonna.

7.2 Merijärvi

Merijärven alueen verkon kehittäminen toteutetaan kaapeloimalla sähköasemalta lähtevän Pirttikosken ja Taluskylän keskijännitelähtöjen alkupäät sekä Merijärven suuntaan lähtevä Merijärven lähtö kokonaan. Kuvassa 27 on esitetty Merijärven alueen kaapelointisuunnitelma kokonaisuudessaan. Purkautuvat ilmajohdot näkyvät kuvassa sinisellä ja uusi kaapeliverkko punaisella.

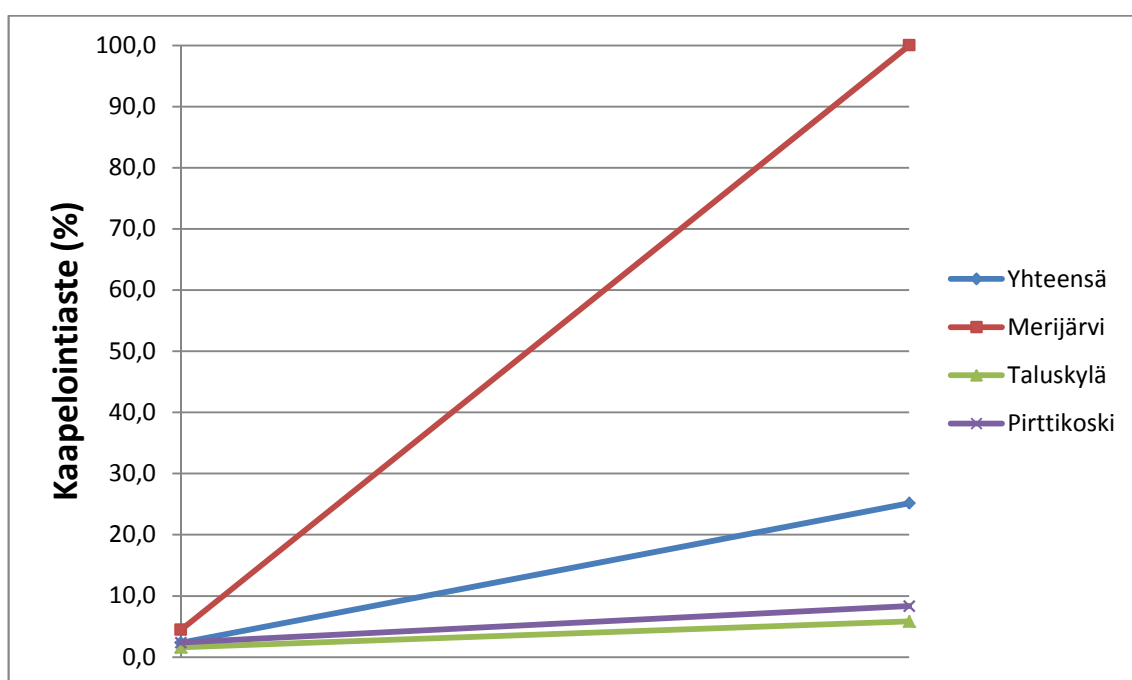


KUVA 27. Merijärven alueen kaapelointisuunnitelma

Sähköasemalta lähtevät ilmajohtot puretaan kolmen lähdön osalta metsä- ja peltoalueilta ja kaapeloidaan tienvarsiin Elenian periaatteiden mukaisesti. Pirttikosken lähtö syöttää Merijärven sähköasemalta pohjoiseen lähtevää hajaseutua. Taluskylän lähtö kaapeloidaan Merijärven lähdön kanssa samalle reitille Taluskylän lähdön haarautumiseen asti, jossa kaapeli nostetaan ilmajohtoon. Merijärven taajamaa syöttävä Merijärven lähtö kaapeloidaan täysin. 20 kV:n kaapelointimäärä suunnitelmalla on 19 km ja uusia muuntamoita rakennetaan 24 kappaletta. Tarkemmat suunnitelmakuvat on esitetty liitteessä 2.

7.2.1 Kaapelointiasteen kehitys

Korvausinvestointihankkeen seurauksena Merijärven alueen kaapelointiaste kasvaa. Kuviossa 21 on esitetty Pirttikosken, Taluskylän ja Merijärven lähtöjen kaapelointiasteiden sekä kaikkien lähtöjen kokonaiskaapelointiasteen kehitys lähtö- ja lopputilanteen välillä.



KUVIO 21. Kaapelointiasteen kehittyminen Merijärvellä

Kuviosta 21 nähdään kokonaiskaapelointiasteen nousevan Merijärven alueella 2 prosentista 25 prosenttiin. Pirttikosken lähdön kaapelointiaste kasvaa 2 prosentista 8 prosenttiin, Taluskylän lähdön kaapelointiaste 2 prosentista 6 prosenttiin ja Merijärven kaapelointiaste nousee 4 prosentista 100 prosenttiin.

7.2.2 Toimitusvarmuuden paraneminen

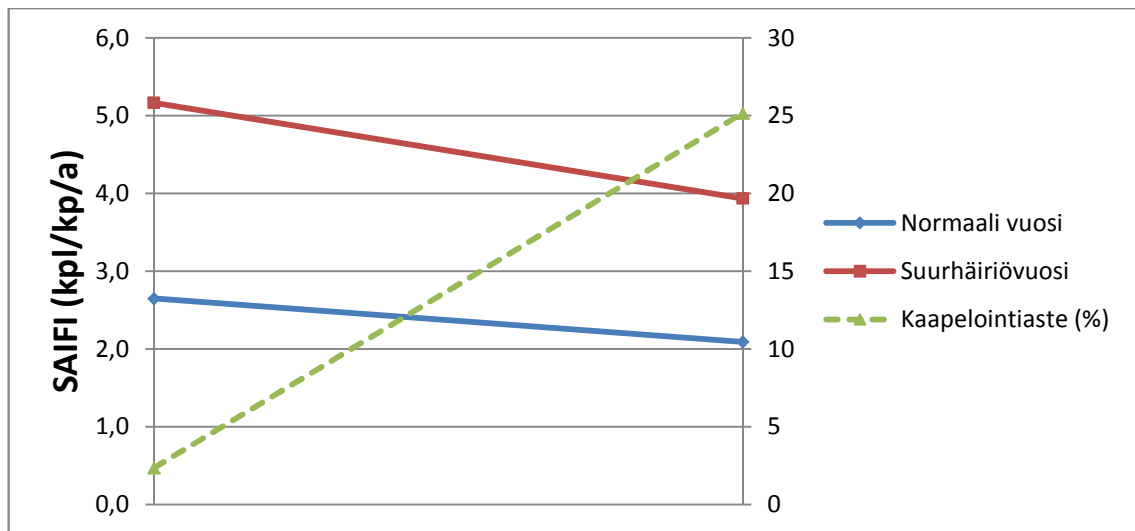
Suurimmat asiakasvaikutukset kaapelointihankkeella Merijärven alueella saadaan aikaan, kun kaapeloidaan keskijännitelähtöjä systemaattisesti sähköasemalta asti niin, että sekä taajama että taajamaa syöttävä runkojohto kaapeloidaan. Muita lähtöjä kaapeloidaan niin pitkälle kun samoja reittejä päästään, mutta lähtöjen haarautuessa hajaseudulle verkko jatkuu ilmajohtona. Kaapeliverkon ja ilmajohtoverkon liitoskohtaan laitetaan

kaukokäyttöerotin, jotta ilmajohtoverkko saadaan vikatilanteessa erotettua nopeasti muusta verkosta. Näin voidaan maksimoida yhden hankkeen asiakasvaikutukset ja saada mahdollisimman paljon uusia säävarma-asiakkaita ja käyttöpaikkoja sähkömarkkinain määrittämien laatuvaatimusten piiriin. Kaapelointihankkeella uusia asiakkaita sähkömarkkinain laatuvaatimusten piiriin saadaan 459. Kaikkien kolmen lähdön kokonaisasiakasmäärästä säävarma-asiakkaiksi saadaan siis 64 prosenttia, vaikka kaapelointia tehdään pääasiassa yhdellä lähdöllä. Toimitusvarmuuden paranemista alueella voidaan tarkastella myös muilla mittareilla. Taulukossa 6 on esitetty Merijärven alueella käsiteltyjen kolmen keskijännitelähdön RNA-laskennasta saatujen sähkön toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen arvot sekä KAH-euroarvo lopputilanteessa normaalina ja suurhäiriövuotena.

TAULUKKO 6. Merijärven alueen lopputilanteen luotettavuus ja KAH

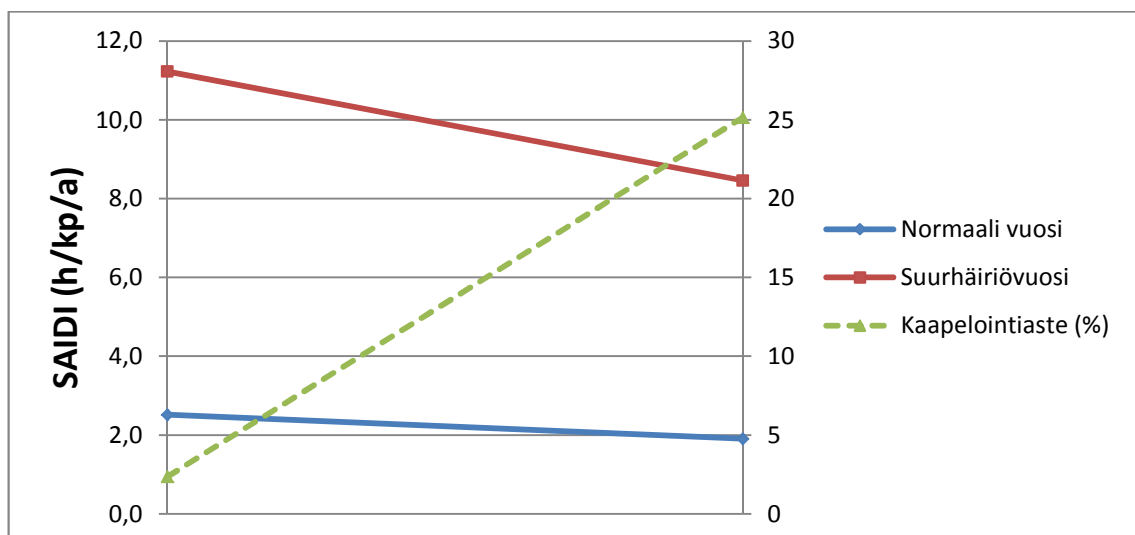
Lopputilanne normaalivuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
04 MEJ_TALUSKYLÄ	4,0	3,4	0,9	11501,6
05 MEJ_PIRTTIKOSKI	1,6	2,7	1,7	2360,9
06 MEJ_MERIJÄRVI	0,4	0,2	0,4	849,3
Yhteensä	2,1	1,9	0,8	5621,9
Lopputilanne suurhäiriövuosi	SAIFI (kpl/kp/a)	SAIDI (h/kp/a)	CAIDI (h/keskeytys)	KAH (€)
04 MEJ_TALUSKYLÄ	7,7	15,3	2,0	53866,3
05 MEJ_PIRTTIKOSKI	3,0	12,4	4,2	11126,1
06 MEJ_MERIJÄRVI	0,5	0,2	0,5	1252,1
Yhteensä	3,9	8,5	1,7	25179,1

Taulukoiden 4 ja 6 perusteella voidaan havaita Pirttikosken lähdön KAH-kustannusten pienentyneen 10 prosenttia normaalivuonna ja 13 prosenttia suurhäiriövuonna. Taluskylän lähdön KAH-kustannukset ovat kasvaneet hieman alkutilanteeseen nähden sekä normaali- että suurhäiriövuonna, mutta tämä selittyy täysin sillä, että Taluskylän lähdölle siirrettiin asiakkaita Merijärven lähdöltä. Merijärven lähdön keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset sen sijaan pienenevät 86 prosenttia normaalivuonna ja 95 prosenttia suurhäiriövuonna lähtötilanteeseen verrattuna. Työn kokonaisvaikutusta alueella on tarkasteltu lähtöjen asiakasmäärillä painotetuilla keskiarvoilla. Kuviossa 22 on esitetty keskeytysten keskimääräisen lukumäärän kehitys asiakkaalla vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaapelointiasteen kasvaessa.



KUVIO 22. SAIFI:n kehitys Merijärvellä kaapelointiasteen noustessa

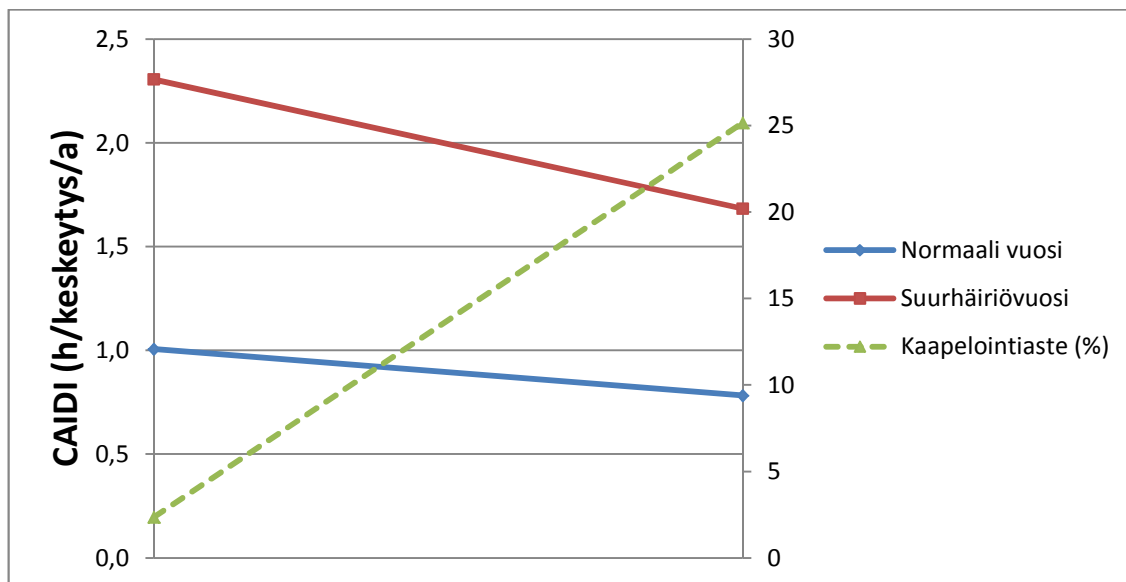
Kuviosta 22 nähdään, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 2 prosentista 25 prosenttiin, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä asiakkaalla vuodessa pienenee 0,5 kappaleella normaalivuonna ja 1,3 kappaleella suurhäiriövuonna. Prosentuaalisesti tämä tarkoittaa, että kaapelointiasteen kasvaessa 23 prosenttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskimääräinen lukumäärä asiakkaalla vuodessa 19 prosenttia normaalivuotena ja 25 prosenttia suurhäiriövuonna. Keskeytysten keskimääräisen kokonaiskes-toajan kehitys asiakkaalla vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaapelointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 23.



KUVIO 23. SAIDI:n kehitys Merijärvellä kaapelointiasteen noustessa

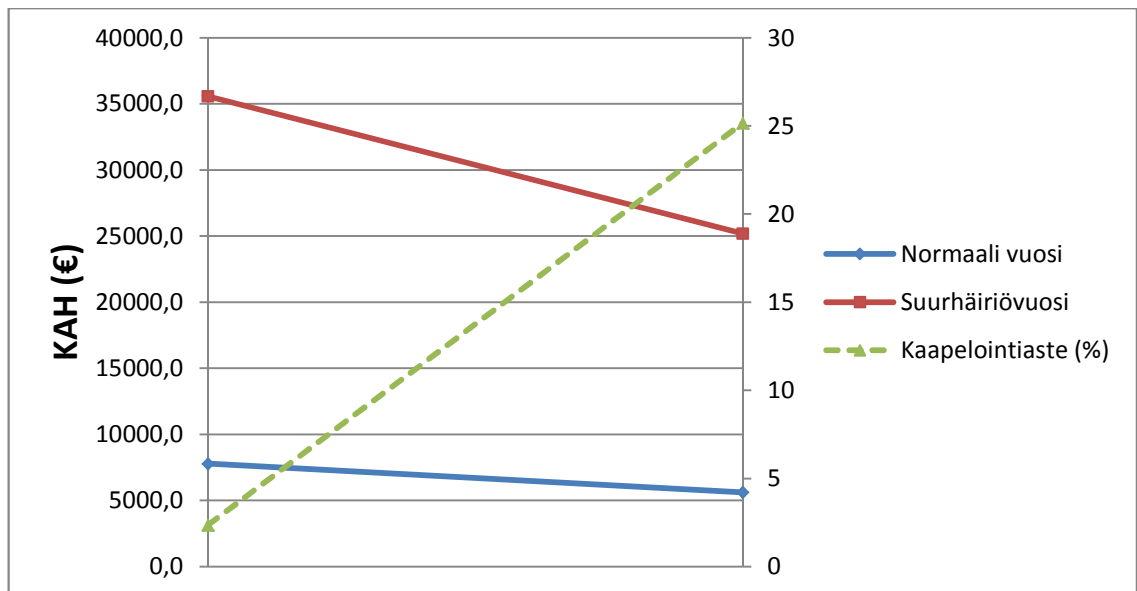
Kuviosta 23 voidaan havaita, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 2 prosentista 25 prosenttiin, keskeytysten keskimääräinen kesto-aika asiakkaalla vuodessa pienenee 0,6

tuntia normaalivuonna ja 2,7 tuntia suurhäiriövuonna. Prosentuaalisesti kaapelointias-
teen kasvaessa 23 prosenttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskimää-
räinen kesto aika asiakkaalla vuodessa 24 prosenttia sekä normaali- että suurhäiriövuon-
na. Keskeytysten keskipituuden kehitys vuodessa normaali- ja suurhäiriövuonna kaape-
lointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 24.



KUVIO 24. CAIDI:n kehitys Merijärvellä kaapelointiasteen noustessa

Kuvion 24 perusteella voidaan huomata kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 2 prosen-
tista 25 prosenttiin, keskeytysten keskipituuden laskevan 0,2 tuntia normaalivuonna ja
0,6 tuntia suurhäiriövuotena. Prosentuaalisesti siis kaapelointiasteen kasvaessa 23 pro-
senttiyksikköä lähtötilanteesta, pienenee keskeytysten keskipituus 20 prosenttia normaali-
vuotena ja 26 prosenttia suurhäiriövuonna. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan kehitys
Merijärven alueella kaapelointiasteen kasvaessa on esitetty kuviossa 25.



KUVIO 25. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan kehittyminen Merijärvellä kaapelointiasteen noustessa

Kuviosta 25 nähdään, että kokonaiskaapelointiasteen kasvaessa 2 prosentista 25 prosenttiin, vuoden keskeytyksistä aiheutunut haitta pienenee Merijärven alueella 28 prosenttia normaalivuonna ja 29 prosenttia suurhäiriövuonna.

8 POHDINTA

Tämän työn tarkoituksena oli tarkastella uuden sähkömarkkinalain vaikutuksia verkko-yhtiöiden suunnitteluperiaatteisiin ja verkostoinvestointien kehitykseen. Lähtökohtana oli sään ääri-ilmiöiden voimistumisen myötä vuonna 2013 voimaan astuneeseen sähkömarkkinalakiin kirjatut sähkönjakelun toimitusvarmuutta koskevat uudet vaatimukset. Jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei saa aiheuttaa asemakaava-alueella käyttäjille yli kuuden tunnin keskeytystä ja asemakaavan ulkopuolella yli 36 tunnin keskeytystä sähkönjakelusta. Jakeluverkonhaltijoille on asetettu lain vaatimusten täyttämiseen siirtymäaika, jonka loppuun mennessä sähkömarkkinalain vaatimusten on täytyttävä. Sähkömarkkinalain vaatimukset astuvat voimaan asteittain laissa säädetyn siirtymäsäännöksen mukaan. Vaatimusten on täytyttävä 50 prosentilla jakeluverkon asiakkaista 31.12.2019. Vuoden 2023 loppuun mennessä vaatimusten on täytyttävä 75 prosentilla jakeluverkon asiakkaista. Siirtymäaika päättyy 31.12.2028, jolloin vaatimusten on täytyttävä 100 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä.

Energiateollisuuden vuonna 2013 verkonhaltijoille tekemän kyselyn mukaan, verkostoinvestoinneissa on odotettavissa merkittävää kasvua vuoteen 2020 asti, jonka jälkeen siirtymäajan loppupuolella investointimäärät kasvavat maltillisemmin. Merkittävimmin investointimäärien kasvu on havaittavissa keski- ja pienjännitekaapeloinnissa, mutta kasvua näkyy myös rakennettavien puistomuuntamoiden määrissä.

Jakeluverkkoyhtiöiden kesällä 2014 Energiavirastolle toimittamien verkon kehittämissuunnitelmien mukaan kokonaisinvestoinnit sähkömarkkinalain mukaiselta siirtymäajalta ovat seuraavat:

- 2014–2019: 2,7 mrd. € (450 M€/a)
- 2020–2023: 1,9 mrd. € (490 M€/a)
- 2014–2028: 2,3 mrd. € (460 M€/a)

Kehittämissuunnitelmien mukaan investointimäärien kasvu on suurinta taajamissa. Kaupunkiverkkojen investointimäärien kasvu on kaikkein vähäisin. Investointimäärien kasvu havaitaan parhaiten keski- ja pienjännitekaapeloinnissa sekä rakennettavien puistomuuntamoiden määrinä. Verrattaessa Energiateollisuuden ja Energiaviraston lukuja

voidaan havaita, että Energiavirasto odottaa investointimäärien kasvun olevan Energiateollisuuden odotuksia maltillisempaa. Erona voidaan myös havaita, että Energiaviraston mukaan investointimäärien suurin kasvu ajoittuu vuosille 2020–2023, kun taas Energiateollisuuden mukaan kasvu on voimakkainta ennen vuotta 2020. Erot investointimäärissä ja kasvuennusteissa johtuu pääasiassa siitä, että Energiateollisuuden laatima kysely on toteutettu 2013 ja vastauksia saatiin 33 verkkoyhtiöltä, mikä vastaa 62 prosenttia Suomen kokonaisverkkopituudesta. Energiavirastolle toimitetut verkon kehittämissuunnitelmat taas ovat vuodelta 2014 ja tiedot on saatu kaikilta Suomen jakeluverkonhaltijoilta. Näin ollen Energiateollisuuden lukuja voidaan pitää alustavasti suuntaa-antavina, mutta Energiaviraston luvut perustuvat tarkempaan tietoon.

Kehittämissuunnitelmien mukaan verkon kaapelointiaste sähkömarkkinalain siirtymäkauden lopussa keskijänniteverkon osalta tulee olemaan 47 prosenttia ja pienjänniteverkon osalta 65 prosenttia. Työ- ja Elinkeinoministeriön muistion (2012) mukaan vastavat kaapelointiasteet sähkömarkkinalain vaatimusten saavuttamiseksi tulisi sekä keski- että pienjänniteverkon osalta olla 60–80 prosenttia. Keskijännitekaapelointiasteen jääminen Työ- ja Elinkeinoministeriön muistion (2012) mukaisten lukujen alle ei suoraan kuitenkaan kuvasta sähkömarkkinalaissa asetettujen vaatimusten alle jäämistä, sillä laatuvaatimusten täyttymiseen voidaan päästä myös muilla toimenpiteillä. Osa yhtiöistä aikoo tehostaa kunnossapitoa ja viankorjausta esimerkiksi automaatiota lisäämällä. Yhtiökohtaisia eroja laatuvaatimusten täyttymisessä tulee kuitenkin olemaan. Osa yhtiöistä tulee saavuttamaan toivotun toimitusvarmuustason, kun taas osa yhtiöistä aikoo hakea siirtymäkaudelle jatkoaikaa. Toimitusvarmuusvaatimusten mukaista keskijänniteverkkoa Energiaviraston mukaan vuonna 2029 tulee olemaan noin 85 prosenttia ja vaatimustenmukaista pienjänniteverkkoa vastaavasti noin 75 prosenttia.

Työn tavoitteena oli laatia Merijärven ja Pyhäjoen alueille verkonkehittämissuunnitelmat huomioiden sähkömarkkinalain muutokset verkon kehittämisen vaatimuksista sekä suurhäiriökestoisuuden parantamisesta. Tuloksia tarkasteltiin lähtötasolla ja kokonaisuutena luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen, kaapelointiasteen kehittymisen, keskeytyksistä aiheutuneen haitan ja sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saatavan asiakasmäärän valossa.

Pyhäjoen kaapelointihankkeen myötä työssä käsiteltyjen kolmen keskijännitelähdön kaapelointiaste nousee 25 prosentista 39 prosenttiin. Kaapelointihankkeella uusia asiak-

kaita sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saadaan 1787. Kaikkien kolmen lähdön kokonaisasiakasmäärästä säävarma-asiakkaiksi saadaan siis 81 prosenttia, vaikka kaapelointia tehdään ainoastaan taajama-alueella. RNA-laskennalla saatujen luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen valossa taajaman kaapelointihankkeella saadaan keskeytysten keskipituutta ja keskeytysten keskimääräistä kestoaikaa asiakkaalla vuodessa laskettua noin kolmanneksella sekä normaali että suurhäiriövuonna. Keskeytysten keskimääräistä lukumäärää asiakkaalla vuodessa saadaan pienennettyä 13 prosenttia ja keskeytyksistä aiheutuneita kustannuksia noin viidenneksellä.

Merijärven kaapelointihankkeen myötä työssä käsiteltyjen kolmen keskijännitelähdön kaapelointiaste nousee 2 prosentista 25 prosenttiin. Kaapelointihankkeella uusia asiakkaita sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piiriin saadaan 459. Kaikkien kolmen lähdön kokonaisasiakasmäärästä säävarma-asiakkaiksi saadaan siis 64 prosenttia, vaikka kaapelointia tehdään pääasiassa yhdellä lähdöllä. RNA-laskennalla saatujen luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen valossa Merijärven alueen kaapelointihankkeella saadaan keskeytysten keskipituutta, keskeytysten keskimääräistä kestoaikaa ja keskeytysten keskimääräistä lukumäärää asiakkaalla vuodessa laskettua noin neljänneksellä sekä normaali että suurhäiriövuonna. Keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset laskevat noin kolmanneksella.

Priorisointiperiaatteiden mukaisesti alueluokkien 1-3 kohteet ovat etusijalla siirtymäajan alkuvaiheessa. Kuten huomataan, taajamakohteilla saadaan suhteellisen pienellä kaapelointimäärällä paljon asiakkaita sähkömarkkinalain vaatimusten piiriin. Pyhäjoen ja Merijärven alueiden tarkastellut keskijännitelähdöt ovat näiden kehittämissuunnitelmien jälkeen tilanteessa, josta suunnittelua voidaan jatkaa pienitehoisille haja-asutusalueiden keskijänniteverkoille laadittujen priorisointiperiaatteiden mukaisesti. Elenia Oy:n johtajisto on hyväksynyt 14.1.2015 katselmuksessaan Pyhäjoen taajaman saneerauksen toteutettavaksi vuoden 2016 Elenia säävarmahankkeiden kokonaisuudessa. Merijärven alueen kaapelointihanketta esitetään kohteeksi vuodelle 2017.

LÄHTEET

Elenia 2013. Omaisuudenhallintapolitiikka. Luettu 20.1.2015
<https://www.elenia.fi/sites/default/files/Omaisuudenhallintapolitiikka.pdf>

Elenia 2014. Luettu 30.12.2014.
http://www.elenia.fi/sahko/saavarma_tarina

Elenia 2015. Elenia intranet. Sisäinen lähde. Luettu 9.19.2015.

Energiamarkkinavirasto 2011. Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012-2015. Luettu 8.1.2014.
http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkonjakeluverkko_suurjannitteinen_jakeluverkko_suuntaviivat_2012_2015.pdf

Energiamarkkinavirasto 2014. Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2014. Luettu 8.1.2015.
http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+s%C3%A4hk%C3%B6verkon+toimitusvarmuus+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2014_2419_402_2014.pdf/890eea2e-ece6-4d55-9309-d3ceba40aa4d

Energiateollisuus Ry 2014. Sähköverkon pääkomponenttien investointimäärien kehitys vuosina 2010–2019. Niemelä Esa. Diaesitys. Luettu 20.12.2014

Energiateollisuus Ry 2015a. Keskeytystilasto 2013. Luettu 5.1.2015.
http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sahkoverkko/keskeytystilasto_2013.pdf

Energiateollisuus Ry 2015b. Energiateollisuus ry. Luettu 8.1.2015.
<http://energia.fi/energiateollisuus>

Energiavirasto 2014. Verkkotoimintaan sitoutuneen verkko-omaisuuden määrittäminen. Luettu: 15.12.2014.
<https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Energiaviraston+Verkkop%C3%A4iv%C3%A4%2004112014.pdf/587ffc15-9683-428c-8167-4e2a8d7d9731>

Energiavirasto 2015. Luettu 2.1.2015.
<http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkot;jsessionid=82439AC9F35CB0888A9CD0FF148D1424>

Hakala, T. 2013 Prioritization principles for the reinvestment plan of low loaded parts of the rural medium voltage network. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Diplomityö.

Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2012. Energiamarkkinavirasto. Luettu 2.1.2015.
http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Kertomus_sahkon_toimitusvarmuudesta_2012.pdf/dcd94182-8cbd-49ec-ad7a-597fa68346ea

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto

LUT 2014. Partanen, J., Viljanen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, A., Makkonen, M. Sähkömarkkinat – opetusmoniste.

Anonen, K., Lehtonen, J., Sinivuori, J. & Suoverinaho, M. 2015, Rakennuttaja, RO-kohteiden kokoluokat, sähköpostiviesti, kari.anonen@elenia.fi, juhani.sinivuori@elenia.fi & mika.suoverinaho@elenia.fi, Luettu 16.3.2015

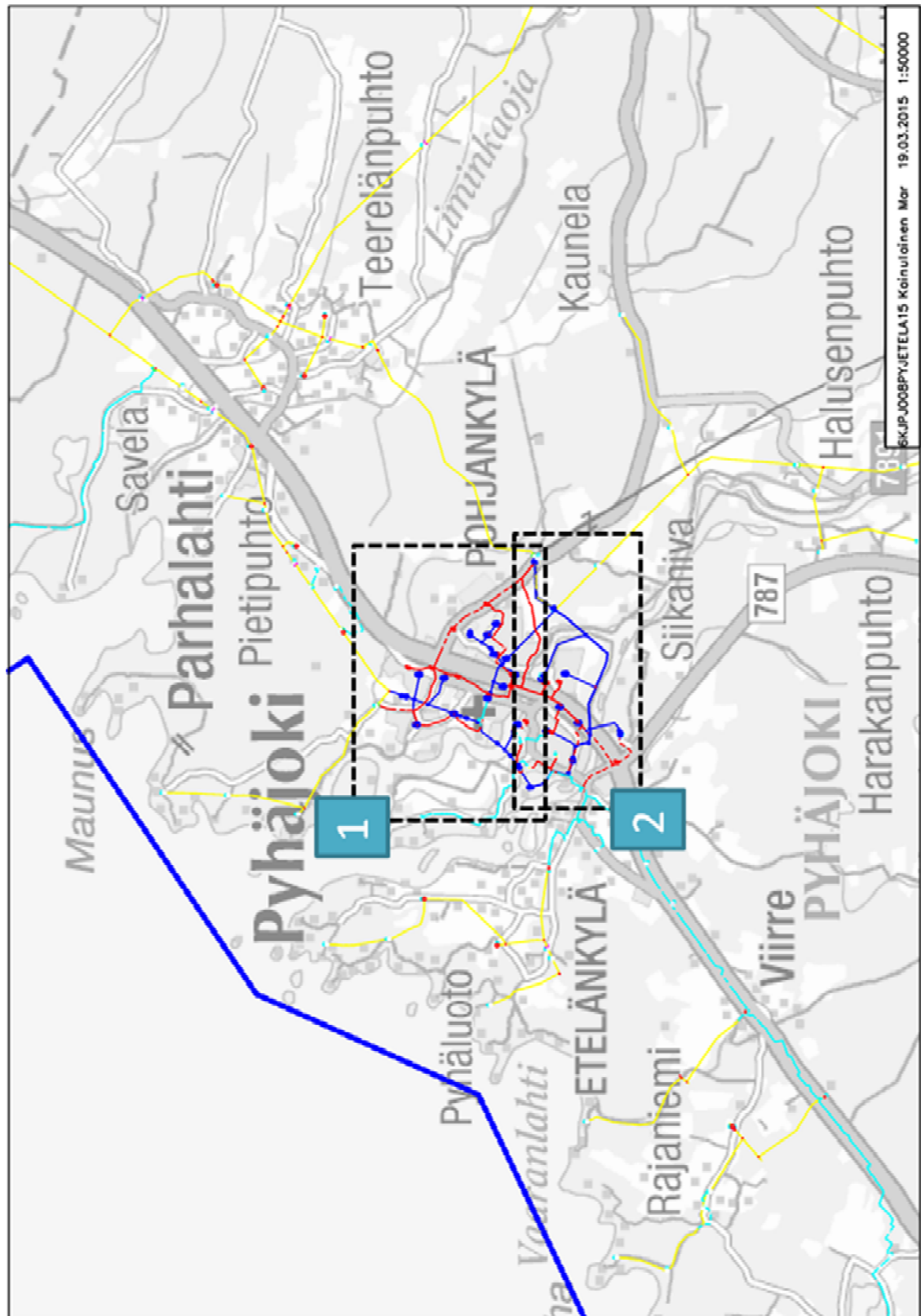
Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588.

Trimble NIS 2015. Luettu 20.1.2015
<http://www.tekla.com/fi/tuotteet/trimble-nis>

LIITTEET

Liite 1. Pyhäjoen verkon kehittämissuunnitelma

1 (4)





ELENTIA

Tilattavat muuntamot

19.3.2015

Suunnitelmatunnus: 5KIP/O08PYJETEL

Kuvaus: Pyhäjoen taajaman saneeraus

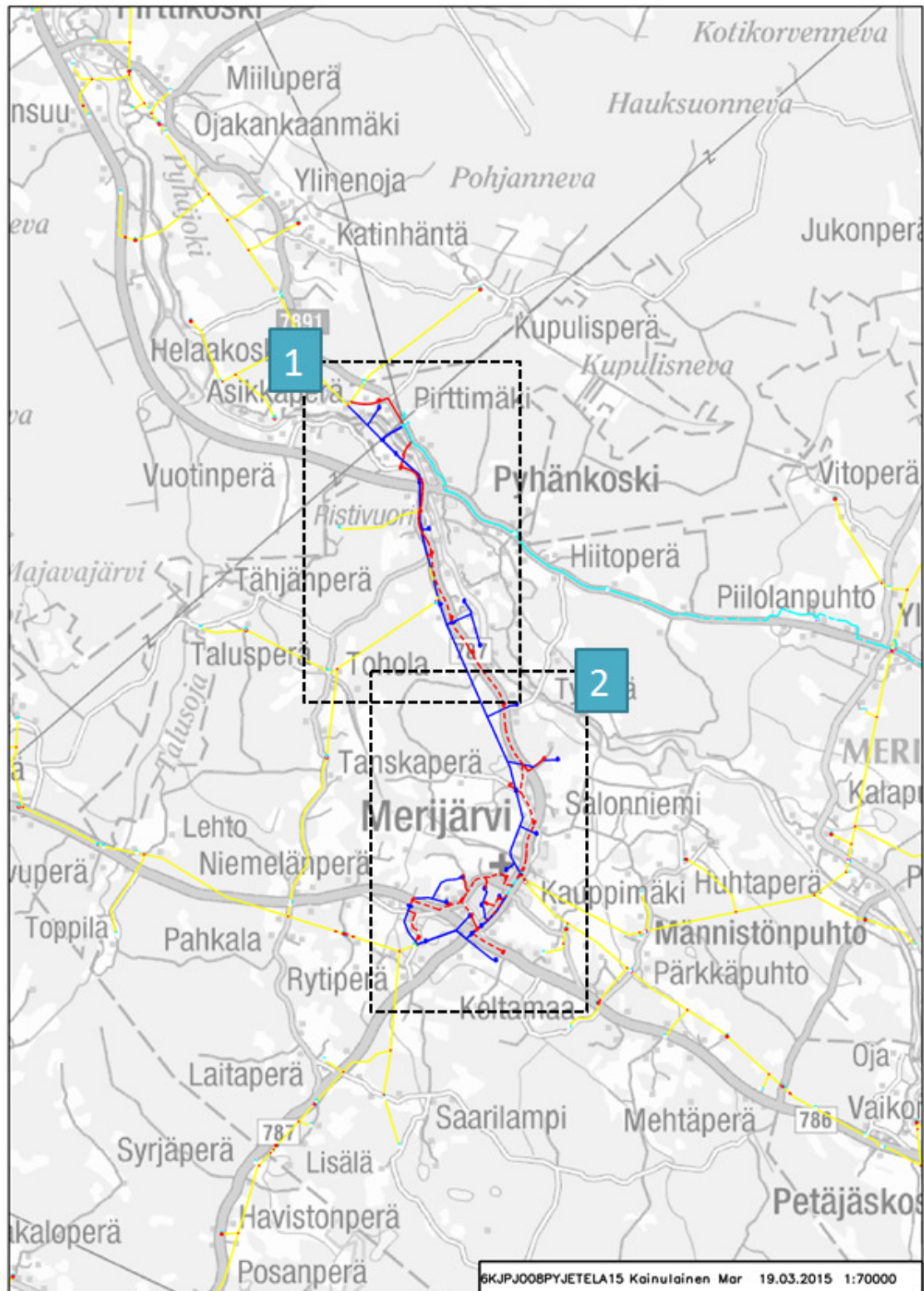
Suunnitelman nimi: 5KIP/O08PYJETELA1

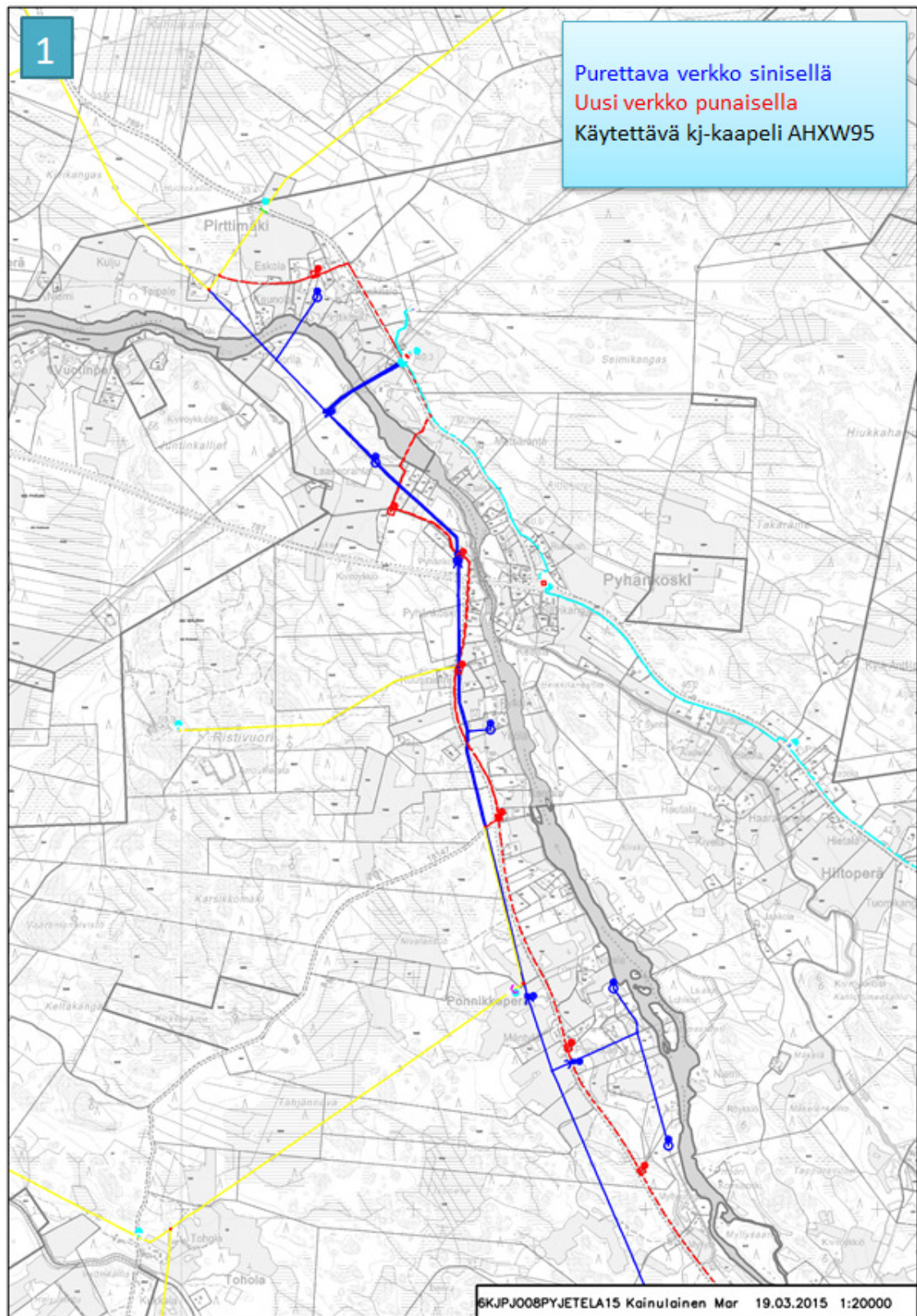
Projektitunnus:

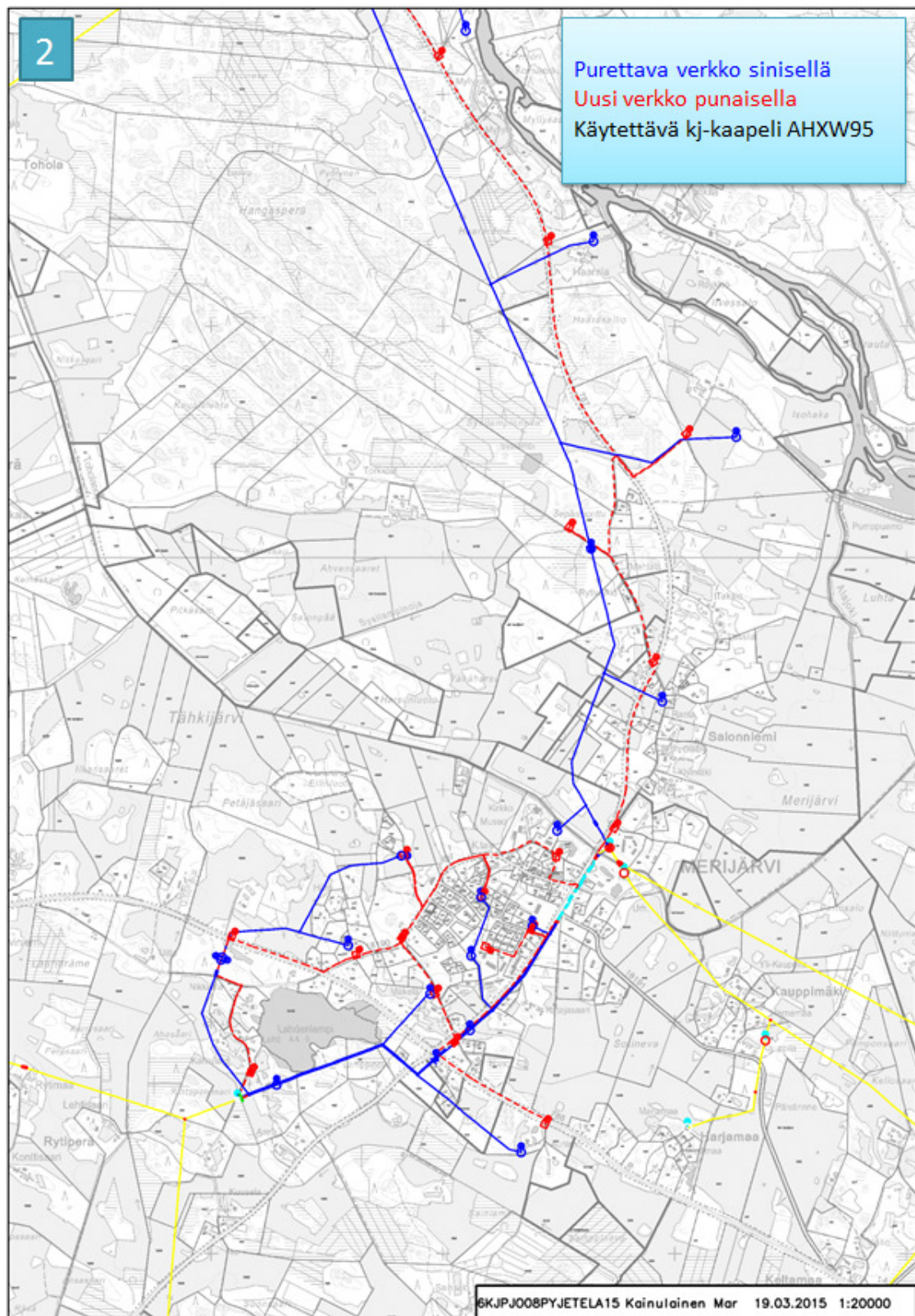
Tunnus	Nimi	Osoite	Laji	Valmistaja	Tyyppi	Maadotusryhmä ja tavottearvo	Muuntaja- koko	Ylijännite- suojat	Kauko- käyttö	Kompensointi/ asetteluarvo	PJ-kytkimet		
											160 A 2 kaapelia	160 A 250 A	400 A
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10C KK	2UTP / O.Q.	200	Kyllä	Kyllä	Kyllä / A	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	160	Kyllä	Ei	Ei	1	1	2
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	400	Kyllä	Ei	Ei	1	1	2
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	400	Kyllä	Ei	Ei	1	1	2
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	50	Kyllä	Ei	Kyllä / A	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	160	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 160 kVA	ABB	Mari 5 C	2UTP / O.Q.	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [2+0+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10 C	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10C KK	2UTP / O.Q.	160	Kyllä	Kyllä	Ei	1	1	1
XXX	Z12		Puistammo [3+0] 630 kVA	ABB	Mercury 10C KK	2UTP / O.Q.	250	Kyllä	Kyllä	Ei	1	1	1

Liite 2. Merijärven verkon kehittämissuunnitelma

1 (4)









Tilattavat muuntamot

19.3.2015

Suunnitelmatunnus:6YSMEI08MEIMERI

Kuvaus:Merijärven lähdön kaapelointi

Suunnitelman nimi:6YSMEI08MEI_MER

Projektinumero:

Tunnus	Nimi	Osoite	Laji	Valmistaja	Tyyppi	Maadoitusryhmä ja tavoitearvo	Muuntaja- koko	Ylijännite- suojat	Kauko- käyttö	Kompensointi/ asetteluarvo	PJ-tytkimet		
			Puistommo (3+0) E30 kVA	A88	Mercury 10C KK	ZUTP / 0 0	250	Kyllä	Kyllä	Ei	160 A 2 kaapelia	250 A	400 A
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (3+0) E30 kVA	A88	Mercury 10C KK	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Kyllä	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (3+0) E30 kVA	A88	Mercury 10C KK	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Kyllä	/ A	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	100	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C KK	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Kyllä	Ei	1	1	1
			Puistommo (0+0) 160 kVA	A88	Luna 2 C	ZUTP / 0 0	100	Kyllä	Ei	Ei	3	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (3+0) E30 kVA	A88	Mercury 10C KK	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Kyllä	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (3+0) E30 kVA	A88	Mercury 10C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
			Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
	222		Puistommo (2+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	2	2	2
	222		Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	160	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1
	222		Puistommo (2+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	50	Kyllä	Ei	Ei	2	2	2
	222		Puistommo (2+0+0) 160 kVA	A88	Mars 5C	ZUTP / 0 0	160	Kyllä	Ei	Ei	1	1	1